

ПРАВИТЕЛЬСТВО ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ

ДЕПАРТАМЕНТ ПО НЕФТИ, ГАЗУ И МИНЕРАЛЬНЫМ РЕСУРСАМ ХМАО

ГП ХМАО «НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
РАЦИОНАЛЬНОГО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ИМ. В.И. ШПИЛЬМАНА»

ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ХМАО

*Девятая
научно-практическая конференция*

Том 1

Под редакцией

КАРАСЕВА В.И. – кандидата экономических наук,

ШПИЛЬМАНА А.В. – кандидата геолого-минералогических наук,

ВОЛКОВА В.А. – кандидата геолого-минералогических наук

Ханты-Мансийск
Издательский Дом «ИздатНаукаСервис»
2006

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЛОКАЛЬНЫХ БАЗ ДАННЫХ ПО ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИМ И ФИЗИКО- ХИМИЧЕСКИМ ИССЛЕДОВАНИЯМ КЕРНА И ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ ДЛЯ ПЕРСПЕКТИВНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ В ООО «ЛУКОЙЛ-ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»

М.Р. САДЫКОВ, М.В. МОРДВИНЦЕВ
(ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»),
М.Ю. ЗУБКОВ (ТФ ООО «КогалымНИПИнефть»),
Я.А. ПОРМЕЙСТЕР (ООО «ЗапСибГЦ»)

В процессе подготовки проектных документов, таких как подсчет запасов или составление проекта разработки того или иного месторождения, часто выясняется, что те или иные продуктивные объекты недостаточно освещены результатами стандартных и/или специальных литолого-петрофизических исследований, а времени и средств на проведение необходимых объемов дополнительных исследований уже нет.

Кроме того, при составлении обязательных разделов, включающих данные литолого-петрофизических исследований, в результате проверки качества исходной информации часто выясняется, что часть этой (исторической) информации явно некондиционная, а другая ее часть получена на основе устаревших методик на «дедовском» оборудовании и по этой причине также не может быть использована.

Поэтому при прохождении экспертизы такие работы возвращаются на доработку, в результате чего теряется время и средства, а сам процесс подготовки проектного документа затягивается.

Чтобы не допустить возникновения такой ситуации, требуется проведение перспективного планирования необходимого объема и видов литолого-петрофизических исследований по каждому продуктивному пласту того или иного месторождения, для чего, в свою очередь, следует создать локальные базы данных исходной литолого-петрофизической и физико-химической информации. Под локальными базами данных будем понимать такие базы, которые содержат информацию о результатах литолого-петрофизических и физико-химических исследований керна и пластовых флюидов в пределах отдельного месторождения.

Подготовка локальных баз данных, на основе которых можно оценить степень изученности продуктивных объектов литолого-петрофизическими и физико-химическими исследованиями керна и пластовых флюидов с целью планирования дальнейших научно-исследовательских и практических (лабораторных) работ, включает этапы:

- сбор и обработка первичной информации;
- анализ ее качества;
- выбор критериев для оценки степени изученности продуктивных отложений различными видами исследований;
- проведение оценки степени изученности продуктивных пластов различными видами литолого-петрофизических и физико-химических исследований керна и пластовых флюидов на основе выбранных критериев;

— перспективное планирование необходимых видов и объемов исследований керна и пластовых флюидов, необходимых для составления кондиционных проектных документов.

Качество исходной информации и способы ее оценки

При создании любых баз данных, включая локальные, одной из основных проблем является оценка качества и достоверности, входящих в нее данных. К сожалению, часто некондиционность исходной петрофизической информации обнаруживается уже на стадии построения зависимостей типа «кern-кern» и «кern-ГИС», что делает невозможным интерпретацию данных ГИС с требуемой точностью и использование геофизической информации для оценки коллекторских свойств, а также характера насыщения пород-коллекторов.

Поэтому на первом этапе создания локальных баз данных требуется проверка их качества, для чего обычно используются результаты внешнего контроля и построение стандартных петрофизических зависимостей, например, плотность-пористость, остаточная водонасыщенность-проницаемость (лучше использовать величину эффективной проницаемости), эффективная пористость-проницаемость и т. п. Уже на уровне такого достаточно простого способа проверки качества данных явно ошибочные определения легко выявляются.

Сложнее обстоит дело со специальными видами исследований. Дело в том, что проведение специальных видов исследований должно осуществляться в соответствии с соответствующими ОСТАми, однако это далеко не всегда соблюдается в настоящее время, и тем более редко соблюдалось раньше, что становится очевидным при проведении даже беглого анализа этих данных.

Действительно, до последнего времени в качестве модели нефти в некоторых петрофизических лабораториях часто использовалась так называемая «изовискозная» углеводородная жидкость, в которой полностью отсутствовала природная нефть, насыщающая моделируемый пласт. Это объясняется следующими причинами.

Во-первых, нефть сложно транспортировать на большие расстояния в значительном объеме (для серии экспериментов из трех-пяти опытов необходимо порядка 15–20 л нефти). Поэтому, например, московские специалисты, занимающиеся потоковыми исследованиями моделей продуктивных пластов месторождений Западной Сибири, практически не используют природную нефть, заменяя ее на «изовискозную» жидкость, представленную чаще всего смесью керосина с гексаном, деканом, петролейным эфиром и т. п.

Особенно большие трудности возникают при моделировании легкой нефти с высоким газовым фактором. В этом случае даже используя смеси легких углеводородных жидкостей (например, пентан) с керосином и то не всегда удается добиться требуемой вязкости модели нефти, которую она должна иметь в пластовых условиях. В этом заключается вторая причина использования «изовискозных» моделей нефти, в которых нет ни капли настоящей природной нефти.

Здесь следует подчеркнуть, что использовать подобные «изовискозные» жидкости в качестве моделей пластовой нефти категорически запрещено ОСТАми, регламентирующими порядок проведения потоковых исследований [6, 7]. В этих руководящих документах предписано, что даже природную нефть для придания ей необходимой (в соответствии с пластовыми условиями) вязкости можно разбавлять лишь на 30% [6, 7].

Наконец, третье условие, затрудняющее использование природной нефти в потоковых экспериментах, заключается в том, что транспортировать и хранить ее можно

лишь при положительной температуре (не ниже $+15^{\circ}\text{C}$). Это объясняется тем, что содержащиеся в ней компоненты, такие как смолы, асфальтены, парафины и т. п., выделяются из нее в виде твердых соединений, которые при последующем нагреве не переходят в полном объеме снова в жидкое состояние, из-за чего физико-химические свойства нефти необратимо изменяются. Поэтому, если в процессе составления проектного документа, происходившего в зимнее время, вдруг выяснилось, что требуется срочно провести потоковые исследования, то они проводились либо на «изовязкой» модели нефти, либо на замороженной «мертвой» нефти, и по этим причинам полученные результаты были некондиционными, следовательно, не пригодными для использования.

Из-за применения «изовязких» моделей нефти на основе керосина в 70–90-х годах прошлого века и в меньшей степени в начале текущего тысячелетия получены завышенные значения коэффициента вытеснения нефти водой. Действительно, эксперименты, проведенные в отделе физики пласта ОАО «СибНИИ НП», показали, что, используя керосин в качестве модели пластовой нефти, можно получить коэффициент вытеснения «нефти» водой, достигающий 85–90%! И это не предел.

Результаты проведенных нами экспериментов свидетельствуют о том, что даже использование «изовязкой» модели нефти, приготовленной на основе природной нефти, но отобранной из иного пласта другого месторождения, дает совершенно иное расположение кривых относительных фазовых проницаемостей и значений коэффициента вытеснения [1].

Отсутствие значимых связей между фильтрационно-емкостными свойствами образцов пород-коллекторов и построенных на их основе моделей пласта, с одной стороны, и остаточной нефтенасыщенностью, коэффициентом вытеснения, а также фазовой проницаемостью по нефти и воде, — с другой, на которое обращали внимание авторы петрофизических отчетов прошлых лет, возможно, объясняются перечисленными выше причинами.

Однако есть еще немаловажная причина, о которой большинство исследователей многофазной фильтрации не упоминают в своих работах, что может объясняться небрежностью проведения экспериментов или самой обычной безграмотностью технического персонала, выполняющего эксперименты. Она заключается в том, что в модели пласта используются образцы с различной структурой порового пространства. Действительно, в соответствии с упоминавшимися ОСТами [6, 7] образцы для составной модели пласта подбирают исходя из их проницаемости (она не должна отличаться больше чем на 50% у образцов, входящих в одну и ту же модель). Однако, если в образцах присутствует слоистость, то в модель пласта могут попасть образцы, имеющие совершенно различную структуру порового пространства, хотя и обладающие близкой или даже равной проницаемостью.

Такая ситуация представлена на рис. 1, где массивный и слоистый образцы, обладающие близкой абсолютной проницаемостью, оказались в одной модели пласта, хотя распределение пор по размерам в них совершенно различное. По этой причине при проведении фильтрационного эксперимента, несмотря на то, что в модели пласта капиллярное давление будет почти одинаковым по ее длине, на границе рассматриваемых образцов будет наблюдаться скачок в насыщенности. Это одна из главных причин отсутствия связей между фильтрационно-емкостными свойствами и особенностями их фазовых проницаемостей, а также критическими значениями нефте- и водонасыщенности ($K_{во}$, $K_{в*}$, $K_{в**}$, $K_{но}$), когда используются в одной модели пласта и массивные, и слоистые образцы, обладающие одинаковой абсолютной проницаемостью, но различной структурой порового пространства.

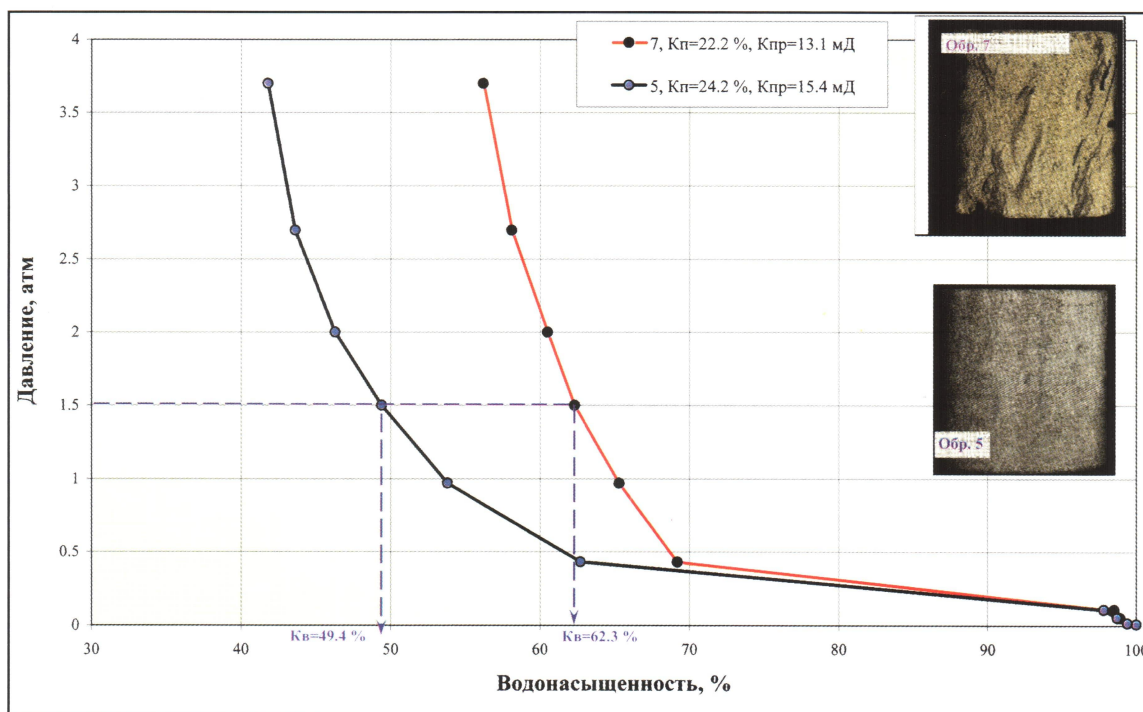


Рис. 1. Кривые капиллярного давления образцов, имеющие близкую проницаемость, но разную структуру порового пространства (пласт АВ₁, Широтное Приобье)

Из рассмотренного примера следует, что при подготовке моделей пластов для проведения потоковых исследований необходимо подбирать образцы с близкой структурой порового пространства, характеризующихся схожими капиллярными кривыми и текстурно-структурными особенностями.

Немаловажной причиной получения некондиционных данных в процессе проведения потоковых исследований является использование в одной модели образцов, обладающих близкой проницаемостью, но различной смачиваемостью нефтью и водой. Причиной различной смачиваемости образцов может быть некачественная экстракция образцов (неполное удаление нефти из порового пространства образцов) или недостаточная по продолжительности выдержка экстрагированных образцов в модели пластовой нефти, что не позволило им полностью восстановить исходную (природную) смачиваемость. Наконец, причиной неодинаковой смачиваемости образцов может явиться то, что они были отобраны из различных по характеру насыщения интервалов пласта. Обычно образцы, отобранные из нефтенасыщенной (чисто нефтяной) части пласта, более гидрофобны даже после экстракции, чем образцы, отобранные из переходной и особенно водонасыщенной зоны.

В этом случае более гидрофобные образцы, имеющие такую же структуру порового пространства и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), как и гидрофильные образцы, при капилляриметрических исследованиях с использованием в качестве насыщающей жидкости воды будут вести себя так, как будто они имеют более крупные поры, чем такие же образцы, обладающие более гидрофильными свойствами. По этой причине, как и в рассмотренном на рис. 1 случае, в модели пласта, сложенной образцами, обладающими различной смачиваемостью, на их границе будет наблюдаться скачок в насыщенности нефтью и водой. Кроме того, само распределение нефти и воды в гидрофильных и более гидрофобных образцах будет различным, что, в свою очередь, повлияет на механизм их фильтрации и относительную проницаемость каждой из фаз в поровом пространстве этих образцов.

Это еще одна причина, из-за которой не удастся получить надежные связи между стандартными (ФЕС) и специальными (потокосые эксперименты) петрофизическими исследованиями, о чем уже упоминалось выше.

Становится понятным, почему большое количество исторических данных по потоковым исследованиям (вытеснение нефти водой, определение относительных фазовых проницаемостей), выполненных в прошлом тысячелетии и даже в начале текущего века, нельзя использовать при подсчете запасов и составлении гидродинамических моделей пластов и залежей.

Таким образом, при проведении потоковых исследований, подготавливая модель пласта и пластовых флюидов, необходимо использовать:

- 1) разгазированную (не переохлажденную и не окисленную) пластовую нефть;
- 2) образцы с одинаковой структурой порового пространства и близкой проницаемостью и, соответственно, одинаковой текстурой;
- 3) образцы, обладающие одинаковой смачиваемостью по отношению к воде и нефти.

Появление нового лабораторного оборудования для проведения потоковых исследований позволило определять дополнительные важные параметры, такие, например, как K_v^* , которые невозможно было устанавливать на старом оборудовании [5, 8]. Экспериментальное определение K_v^* (значение текущей водонасыщенности, при которой наблюдается переход от однофазной чисто нефтяной к двухфазной фильтрации нефти и воды) позволяет уточнить положение чисто нефтяной зоны в пласте, сложенном определенным классом пород-коллекторов, и спрогнозировать период разработки, в течение которого будет добываться чистая нефть (рис. 2). По результатам этих исследований можно также предсказать величину удельного сопротивления пласта, сложенного этим типом коллектора, в зависимости от характера его насыщения (см. рис. 2).

Эти данные невозможно получить на старом оборудовании, а также и на новом, но оборудованном не электродами, предназначенными для определения характера насыщения модели пласта водой и нефтью по величине удельного электрического сопротивления, а, например, рентгеновским томографическим сканером.

Еще одна распространенная ошибка, встречающаяся среди исторических результатов потоковых исследований, заключается в том, что по просьбе геологической службы той или иной нефтегазодобывающей организации в петрофизических лабораториях проводились исследования, например, относительных фазовых проницаемостей (ОФП), начиная с фиксированного (завышенного) значения «остаточной» водонасыщенности, принимаемой для недонасыщенных коллекторов. В этом случае в области, где должно осуществляться двухфазное течение нефти и воды, «принудительно» проводилось моделирование фильтрации чистой нефти (рис. 3).

Получаемые на основе таких экспериментов результаты являются недостоверными и не могут использоваться при составлении проектных документов. Одним из доказательств ложности получаемых в таких экспериментах результатов является то, что при прокачке только нефти (однофазная фильтрация) в таких моделях с завышенной остаточной водонасыщенностью должно было наблюдаться снижение этой завышенной водонасыщенности и возвращение принудительно заданной (завышенной) величины K_{vo} к значению, равному по крайней мере K_v^* .

Критерии, используемые для оценки степени изученности литолого-петрофизическими и физико-химическими исследованиями продуктивных объектов

Для оценки степени изученности продуктивных объектов различными литолого-петрофизическими и физико-химическими методами используются руководящие документы, регламентирующие необходимые объемы и виды анализов [2–4].

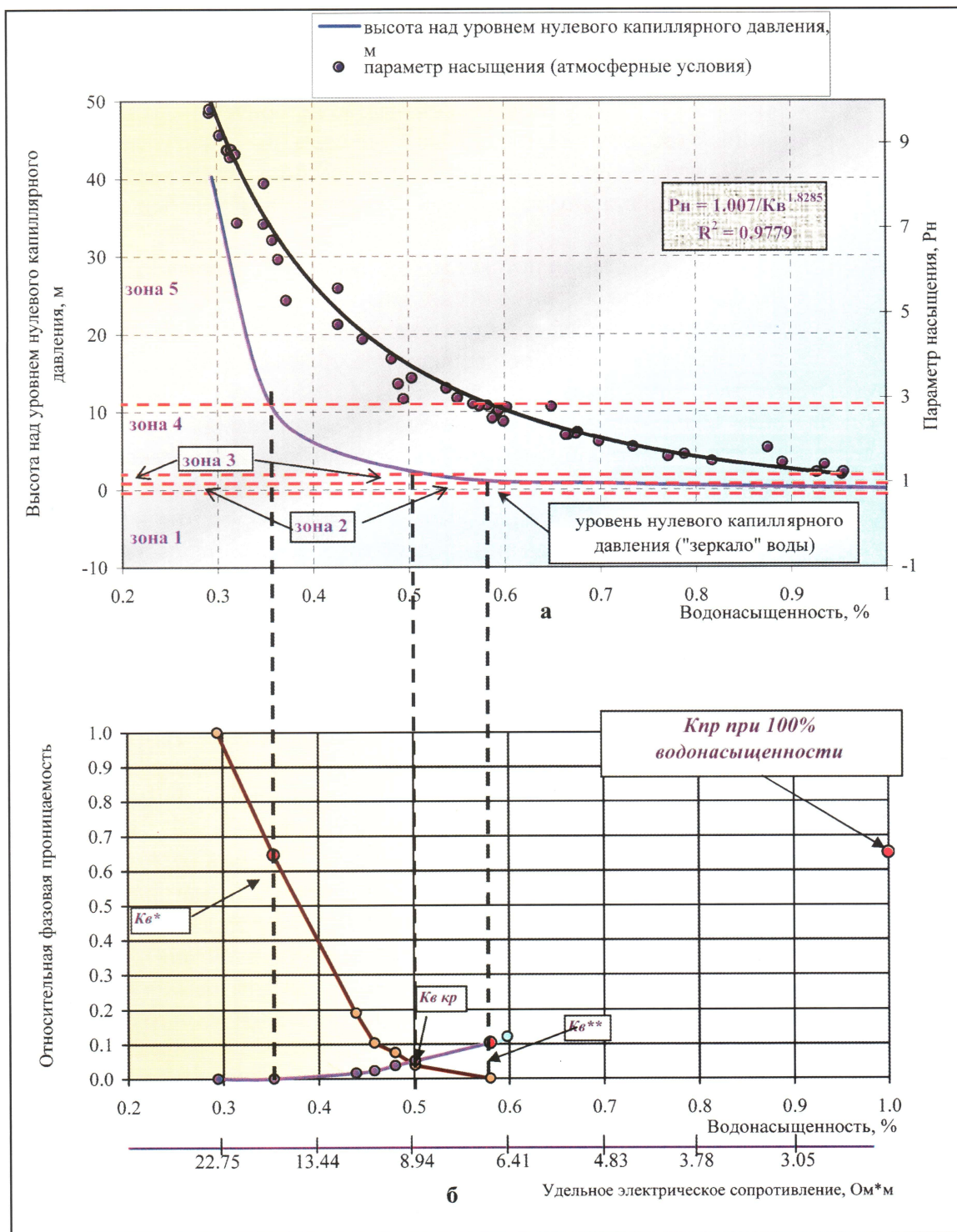


Рис. 2. Пример определения характера распределения нефти и воды над уровнем нулевого капиллярного давления, выполненных на основе результатов экспериментов по определению удельного электрического сопротивления, капиллярных кривых (а) и относительных фазовых проницаемостей (б)

Здесь следует сделать некоторые замечания, касающиеся разновидностей литолого-петрофизических исследований, которые можно подразделить на массовые (стандартные) и детальные (специальные) [4].

К массовым (стандартным) петрофизическим лабораторным исследованиям относятся определения: открытой пористости, абсолютной проницаемости, остаточной

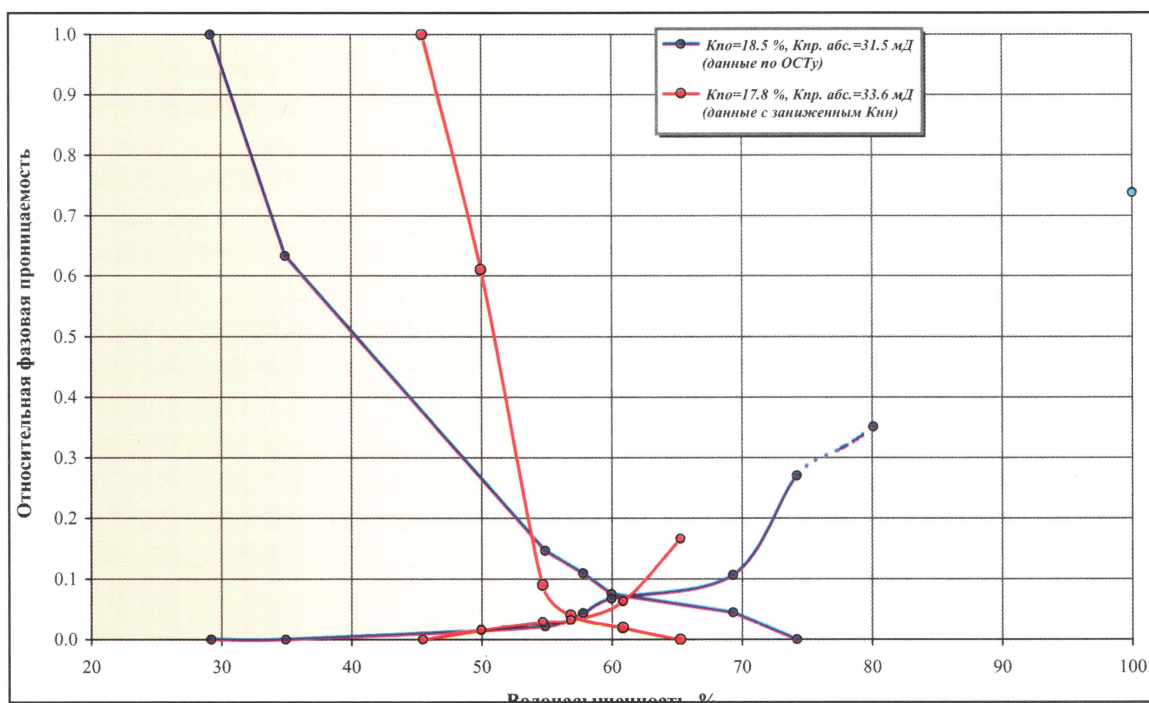


Рис. 3. Сопоставление результатов экспериментов по определению ОФП, проведенных по ОСТу и с искусственно заниженной начальной нефтенасыщенностью на моделях одного и того же класса

водонасыщенности и нефтенасыщенности (на герметизированном керне), карбонатность, объемная и минералогическая плотность, гамма-спектрометрия (включая профильную на полноразмерном керне с определением К, U, Th и суммарной радиоактивности).

К детальным (специальным) петрофизическим видам лабораторных исследований относятся:

- капилляриметрия по методике, обеспечивающей получение неснижаемой водонасыщенности для всех групп (классов) пород-коллекторов;
- определение электрических свойств пород при переменной водонасыщенности в интервале от $K_{во}$ до $K_{в} = 100\%$;
- изучение электрических и акустических свойств в условиях, моделирующих пластовые;
- изучение особенностей структуры порового пространства пород-коллекторов в покрашенных смолой петрографических шлифах с использованием программ анализа видеозображений;
- изучение прочностных и деформационных свойств образцов пород статическим и динамическим методами;
- измерение диффузионно-адсорбционной активности;
- определение емкости катионного обмена;
- ядерно-магнитные исследования;
- фильтрационные или потоковые исследования в условиях, моделирующих пластовые, включая опыты по вытеснению нефти водой и определение ОФП.

Литолого-минералогические исследования можно считать в полном объеме специальными (детальными) из-за их большой трудоемкости и, соответственно, высокой стоимости. Они включают:

- определение минералогического и гранулометрического состава обломочной и цементирующей частей пород, а также степени окатанности обломочных зерен и ха-

рактера эпигенетических изменений обломочной и цементирующей частей в прозрачных петрографических шлифах;

– определение состава и соотношения глинистых минералов цементирующей части терригенных пород методом рентгеноструктурного анализа;

– определение состава и содержания карбонатных минералов, включая отдельно кальцит, доломит и сидерит;

– определение гранулометрического состава пород механическим и гидравлическим методами;

– изучение структуры порового пространства, морфологии обломочных зерен и цемента с определением их элементного состава, используя растровый электронный микроскоп (РЭМ).

При определении объемов литолого-петрофизических исследований необходимо установить количество классов пород-коллекторов, выделяемых в составе того или иного продуктивного пласта. Это обуславливается, главным образом, степенью детальности используемой геолого-гидродинамической модели. Обычно используются следующие классы коллекторов:

– менее 1 мД (неколлектор);

– 1–10 мД (слабопроницаемый коллектор);

– 10–100 мД (среднепроницаемый коллектор);

– 100–1000 мД (высокопроницаемый коллектор);

– более 1000 мД (суперколлектор).

Однако большинство исследуемых в настоящее время продуктивных пластов месторождений Западной Сибири характеризуются проницаемостями, как правило, не превышающими 300–500 мД. Поэтому в последнее время специалисты, занимающиеся подсчетом запасов и разработкой месторождений, заказывают специальные исследования на образцах с дробным выделением (дополнительных) классов пород-коллекторов, например, 10–50 мД, 50–100 мД, 100–200 мД и т. п. В среднем получается, что в состав продуктивного пласта входят не менее чем три класса пород-коллекторов.

Исходя из приведенных в регламентирующих работах данных [2–4], можно так определить необходимые объемы исследований керна и пластовых флюидов:

1) отбор керна при выносе его из пробуренного интервала не менее 70% составляет 3–5 образцов с одного погонного метра (однако следует сразу заметить, что на самом деле с такой частотой отбираются лишь образцы песчаников; глины и аргиллиты берутся, как правило, гораздо реже – не более 1 образца с погонного метра, если они представлены одним и тем же литологическим типом);

2) стандартные (массовые) петрофизические исследования проводятся в объеме 100% от общего числа отобранных образцов, специальные (детальные) – обычно выполняются в объеме не более 20–30% от общего числа образцов, отобранных на массовые петрофизические исследования;

3) литолого-минералогические исследования также выполняются в объеме, не превышающем 20–30% от общего числа образцов, отобранных на анализы, а исследования с использованием растрового электронного микроскопа (РЭМ) могут составлять не более 5% от общего числа отобранных на анализы образцов;

4) потоковые исследования (вытеснение нефти водой и ОФП) проводятся в количестве трех экспериментов на один класс пород-коллекторов, а поскольку обычно в составе продуктивного пласта присутствует три класса коллекторов, то в среднем один продуктивный пласт должен быть охарактеризован девятью потоковыми экспериментами;

5) для построения петрофизических связей типа «кern-кern» необходимо использовать не менее 30 образцов кернa, равномерно распределенных в интервале изменения коррелируемых параметров;

6) при построении петрофизических связей типа «кern-ГИС» используются опорные пластопересечения, охарактеризованные результатами исследования кернa в объеме не менее 30-32 определений, также равномерно распределенных в интервале изменения сопоставляемых параметров;

7) для получения достоверных данных о физико-химических свойствах пластовой нефти, полученной из того или иного продуктивного пласта, необходимо отобрать и проанализировать не менее трех глубинных проб из трех скважин на начальном этапе подсчета запасов и ввода месторождения или залежи в разработку, причем они должны отбираться достаточно равномерно по площади месторождения или залежи;

8) пробы пластовой воды для анализов также отбираются из расчета на каждый продуктивный пласт в объеме не менее трех проб из трех скважин.

Обоснованные выше нормативы по отбору образцов кернa и пластовых флюидов из одного продуктивного объекта приведены в обобщенном виде в табл. 1.

Таблица 1

Оценка степени изученности продуктивного объекта литолого-петрофизическими и физико-химическими исследованиями кернa и пластовых флюидов, рекомендации по необходимому дополнительному объемам и видам исследований (на примере залежи нефти в пласте АВ₁ Широтного Приобья)

Литолого-минералогический состав				Петрофизические свойства									Свойства нефтей			Пластовые воды	
минералогический состав (обломочной части)	минералогич. состав (цемента)	гранулометрический состав	петрографич. описание пород в шлифах	коллекторские свойства	электрические свойства радиоактивные свойства	радиоактивные свойства	карбонатность	прочностные и деформационные свойства	капиллярметрия	смазываемость	коэффициенты вытеснения и Кю	относительные фазовые проницаемости	микроэлементный состав	в пластовых условиях	в атмосферных условиях	микроэлементный состав	химический состав
Минимально необходимые объемы исследований типичного продуктивного пласта, сложенного тремя классами пород коллекторов																	
30	30	30	30	100	30	100	30	30	30	30	9	9	9	9	9	9	9
Степень изученности пласта АВ ₁ различными видами исследований в пределах залежи																	
13	18	20	15	220	90	45	20	0	8	0	12	1	0	3	60	0	160
Объемы и виды необходимых дополнительных исследований пласта АВ ₁ в пределах той же залежи																	
17	17	17	17	55	30	55	30	30	30	30	0	8	9	6	9	9	9

В перечисленных пунктах шла речь о минимально необходимом количестве анализов, однако понятно, что по мере дальнейшего разбуривания месторождения количество скважин и, соответственно, объемы исследований кернa и пластовых флюидов увеличиваются. Поэтому из скважин, пробуренных в пределах крупных месторождений, исследований кернa проводится гораздо больше, чем предусмотрено в соответствии с рассмотренными нормативами (табл. 1). Конечно, необходимо контролировать, чтобы пробы пластовых флюидов и образцы кернa отбирались более равномерно по площади залежи или месторождения. Для этого нужно составлять карты, отображающие степень их площадной изученности различными видами анализов.

Отметим, что исследования проб нефти и пластовой воды (включая их микроэлементный состав) могут быть использованы не только для подсчета запасов и обоснования оптимальной технологической схемы разработки месторождения. На их основе

решаются вопросы о механизме формирования нефтяной залежи (месторождения), прогнозируются границы ее (его) распространения, а также другие научные и практические задачи. Поэтому, исходя из конкретных целей, количество отбираемых проб может изменяться. То же самое касается и объемов исследований керна. Действительно, наряду с исследованиями, выполняемыми в соответствии с нормативными документами, могут проводиться специальные научно-исследовательские работы, для выполнения которых могут потребоваться совершенно иные объемы и виды исследований керна, чем предусмотренные в руководящих документах.

Характеристика степени изученности продуктивных отложений лабораторными исследованиями, построение карт изученности

Для примера рассмотрим степень изученности пласта АВ₁ в пределах одной залежи Широкого Приобья.

После выбраковки некачественных результатов исследований их объемы и виды представлены в табл. 1.

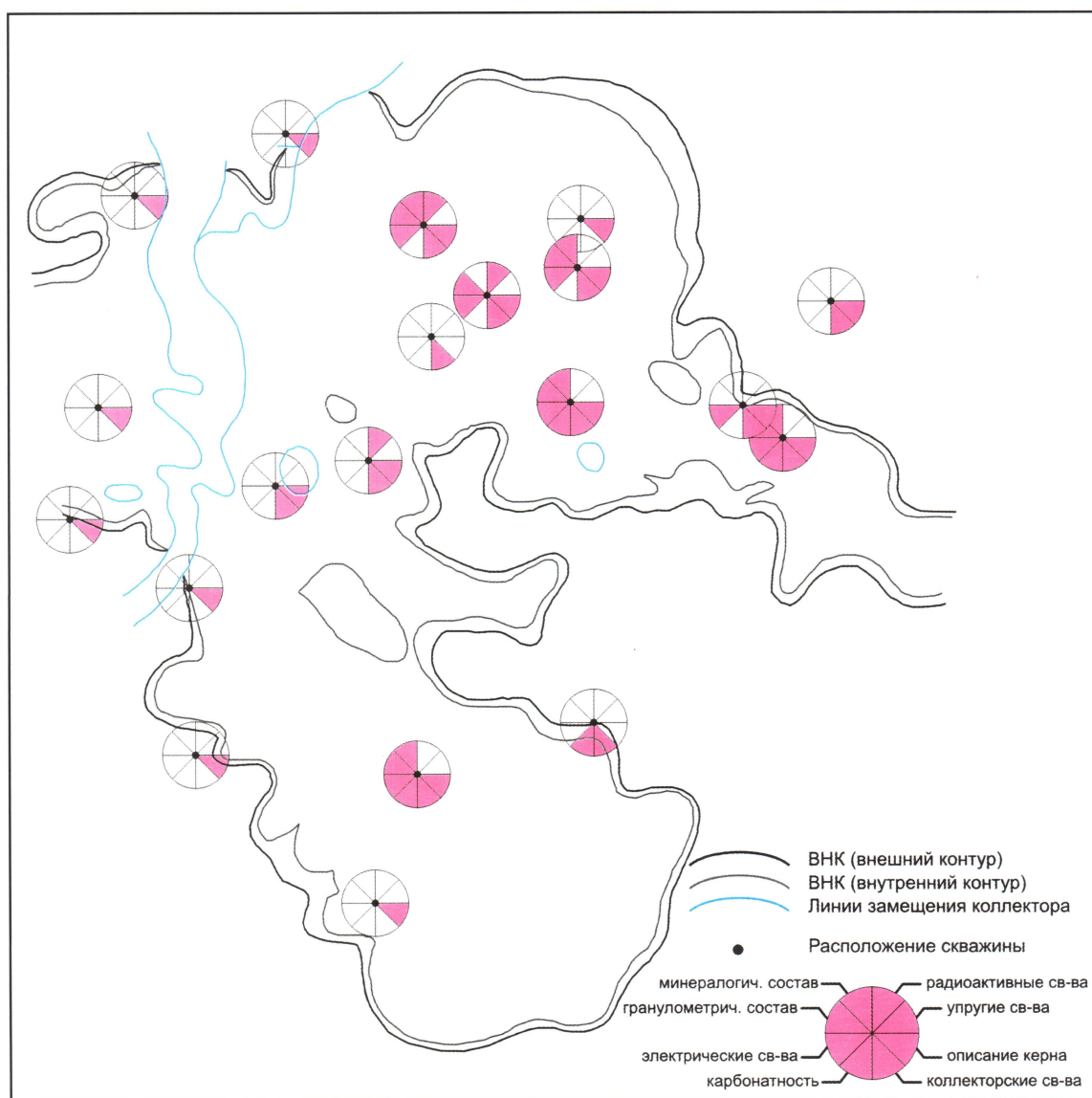


Рис. 4. Обзорная карта-схема, отражающая степень изученности нефтяной залежи литолого-петрофизическими исследованиями (пласт АВ₁, Широкое Приобье)

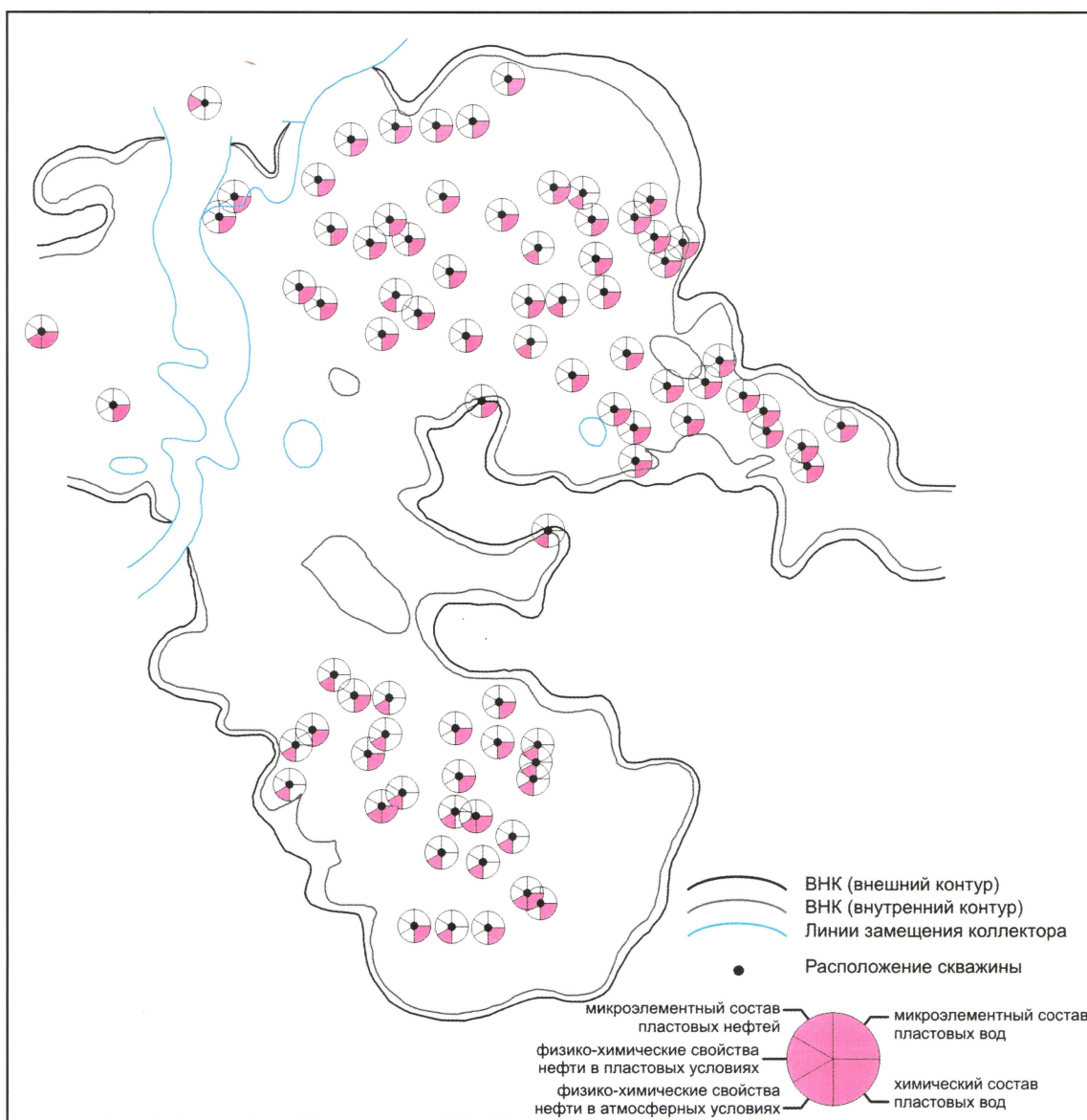


Рис. 5. Карта изученности нефтяной залежи физико-химическими свойствами и микроэлементным составом пластовых флюидов (пласт АВ₁, Широтное Приобье)

Анализ данных, приведенных в табл. 1, показал, что по большинству видов исследований отмечается их недостаточная степень изученности. Особенно слабо рассматриваемый продуктивный пласт охарактеризован специальными видами петрофизических исследований, а также недостаточно изучены свойства пластовых нефтей и совершенно не анализировалось содержание микроэлементов как в нефтях, так и в пластовых водах.

С целью анализа характера освещенности продуктивного объекта литолого-петрофизическими и физико-химическими исследованиями керна и пластовых флюидов по площади рассматриваемой залежи составлены карты его изученности (рис. 4, 5).

Анализ полученных карт изученности рассматриваемого продуктивного пласта показал, что, несмотря на то, что керн отбирался довольно равномерно по площади залежи, по всем скважинам имеется лишь его первичное описание. Коллекторские свойства определены на образцах керна в 60% скважин, из которых был отобран керн, радиоактивные свойства – в 20% скважин, упругие – ни у одного из образцов, мине-

ралогический и гранулометрический составы изучены у образцов, поднятых из 25% скважин, а электрические свойства из 35% скважин (см. рис. 4).

Понятно, что скважины с минимальными объемами литолого-петрофизических данных или вовсе без результатов исследований — это старые разведочные скважины. Наибольшим разнообразием видов и объемами исследований характеризуются скважины, пробуренные недавно в пределах рассматриваемой залежи.

Анализ степени охарактеризованности рассматриваемого продуктивного пласта результатами исследований физико-химических свойств пластовых флюидов по площади залежи показал, что достаточно равномерно были отобраны лишь пробы пластовых вод с целью определения их химического состава (рис. 5).

Проб разгазированной нефти отбиралось заметно меньше, причем основная часть скважин, из которых они отбирались, сконцентрирована на юге и в меньшей степени на северо-востоке рассматриваемой залежи (см. рис. 5).

Пробы пластовой нефти отобраны лишь из одной скважины, расположенной в северо-западной части залежи (см. рис. 5).

Содержание микроэлементов ни в нефти, ни в пластовых водах вообще не изучено (см. рис. 5).

Предложения по дополнительным видам и объемам исследований

На основе сопоставления выбранных критериев для оценки необходимых и достаточных объемов литолого-петрофизических и физико-химических исследований керна и пластовых флюидов, с одной стороны, и оставшихся после отбраковки некачественных данных кондиционных результатов анализов керна и пластовых флюидов, — с другой, делается заключение об объемах и видах необходимых дополнительных исследований (см. табл. 1).

Следует обратить внимание на то, что планирование дополнительных объемов и видов исследований ведется не простым арифметическим вычитанием между необходимыми и уже выполненными объемами исследований, а исходя из принципа «единой пробы». Суть этого принципа заключается в том, что в качестве базового выбирается тот вид анализа, который проведен в минимальном объеме, например, среди различных видов литолого-минералогических исследований таким оказался минеральный состав обломочной части (см. табл. 1). Для того, чтобы соблюсти упомянутый принцип «единой пробы», все остальные виды литолого-минералогических исследований необходимо провести в том же объеме, причем на одних и тех же образцах, иначе будет невозможно построить достаточно статистически обоснованные зависимости типа «кern-кern».

То же самое справедливо и в отношении петрофизических исследований. Например, оказалось, что минимальным количеством исследований охарактеризованы упругие и деформационные свойства и параметр «смачиваемости» (приведенные в табл. 1 данные показывают, что исследования по этим видам анализов вообще не проводились). Поскольку эти исследования отнесены к специальным, то и все остальные специальные исследования, а также и стандартные (независимо от ранее выполненного количества анализов), выполняются в том же объеме, причем на одних и тех же образцах с целью построения необходимых петрофизических зависимостей типа «кern-кern», а затем и «кern-ГИС».

По этой же причине, несмотря на большое количество анализов химического состава пластовой воды и разгазированных (поверхностных) проб нефти, необходимо дополнительно провести еще не менее 9 анализов с обязательным определением со-

держания в пластовой воде и разгазированной нефти микроэлементов. При этом не следует забывать, что отбор проб нефти и воды на микроэлементы необходимо осуществлять как можно равномернее по площади месторождения (см. рис. 5).

Выводы

1. При формировании локальных баз данных литолого-петрофизических и физико-химических исследований керн и пластовых флюидов необходимо провести предварительный анализ их качества, оставив лишь достоверные результаты анализов.

2. Исторические данные по потоковым исследованиям, включающим опыты по вытеснению нефти водой и определению ОФП, в большинстве являются некондиционными, что объясняется следующими причинами:

– несоблюдением методик проведения экспериментов, предписанных соответствующими ОСТАми;

– использованием устаревшего (по современным стандартам) оборудования, на котором невозможно достоверное определение ряда петрофизических параметров, которые в настоящее время являются обязательными, например, K_v^* ;

– низким уровнем специальной подготовки обслуживающего персонала;

– использованием в одной и той же модели пласта образцов, обладающих различной структурой порового пространства и степенью смачиваемости при близких значениях абсолютной проницаемости;

– отсутствием данных, подтверждающих, что модель пласта, насыщенная нефтью и содержащая остаточную воду, после выдерживания ее в течение нескольких часов в условиях, близких к пластовым, приобрела природную смачиваемость;

– использованием вместо модели пластовой нефти, подготовленной на основе разгазированной нефти, отобранной из моделируемого пласта «изовязкой» жидкости, приготовленной на основе различных органических веществ типа керосина, пентана, декана, петролейного эфира и т. п.

3. На основе существующих документов, регламентирующих работу с керном и пластовыми флюидами, выбран и обоснован набор критериев для оценки степени изученности литолого-петрофизическими и физико-химическими исследованиями керн и пластовых флюидов.

4. Сопоставление необходимых (определенных в соответствии с выбранными критериями) и реально выполненных объемов исследований того или иного продуктивного объекта различными видами литолого-петрофизических и физико-химических исследований позволяет определить объемы и виды необходимых дополнительных исследований.

5. При проведении дополнительных исследований необходимо соблюдать принцип «единой пробы», иначе будет невозможно получить достаточно статистически обоснованные необходимые связи типа «керн-керн» и «керн-ГИС».

6. Составление карт изученности различными видами исследований позволяет оценить, насколько равномерно по площади месторождение или залежь охарактеризованы этими исследованиями и в случае необходимости наметить скважины, из которых необходимо провести отбор дополнительных образцов керн и проб пластовых флюидов.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Зубков М.Ю., Дерягина О.И., Чуйко А.И. и др.* Результаты изучения процессов взаимодействия пород-коллекторов пласта ЮВ₁ Покамасовского месторождения с буровым раствором и различными типами вод, используемыми для ППД // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО / Материалы седьмой научно-практической конференции.— Ханты-Мансийск.— 2004.— Т. 3.— С. 131–144.
2. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов.— М.: ГКЗ СССР.— 1984.— 64 с.
3. Инструкция по применению материалов промыслово-геофизических исследований с использованием результатов изучения керна и испытаний скважин для определения и обоснования подсчетных параметров залежей нефти и газа.— М.— ГКЗ СССР.— 1987.— 20 с.
4. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом // Под ред. Петерсилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г.— Москва-Тверь: ВНИГНИ.— НПЦ «Тверьгеофизика».— 2003.
5. *Моисеев В.Д.* Методика определения критических насыщенностей в лабораторных условиях при многофазной фильтрации // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений.— 2001.— № 12.— С. 37–39.
6. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной фильтрации. ОСТ 39-235-89.— М.: Миннефтепром.— 1989.— 35 с.
7. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. ОСТ 39-195-86.— М.: Миннефтепром.— 1986.— 19 с.
8. *Семенов В.В., Морева Е.В., Вокин Р.Д., Сокова К.И.* Определение характера насыщенности при совместной интерпретации результатов исследований петрофизических характеристик коллектора на примере Ярайнерского месторождения // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО / Материалы седьмой научно-практической конференции.— Ханты-Мансийск.— 2004.— Т. III.— С. 91–98.