

N.N. Mikhailov, M.O. Ermilov, L.S. Sechina

**EXPERIMENTAL
INVESTIGATION OF WETTABILITY
AND ANALYSIS OF ITS EFFECT
ON FILTRATION-CAPACITY PROPERTIES
OF PRODUCTIVE RESERVOIRS
OF THE NEOCOMIAN BED
OF THE URENGOY AND YAMBURG
DEPOSITS**

Edited by
assistant director of the Institute of Oil and Gas Problems
of the Russian Academy of Sciences, Dr. Sci. in Technology,
Professor *E.M. Maksimov*



NOVOSIBIRSK
PUBLISHING HOUSE OF THE SIBERIAN BRANCH
OF THE RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES
2012

Н.Н. Михайлов, М.О. Ермилов, Л.С. Сечина

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ
ИССЛЕДОВАНИЕ СМАЧИВАЕМОСТИ
И АНАЛИЗ ЕЕ ВЛИЯНИЯ
НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ
СВОЙСТВА ПРОДУКТИВНЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ НЕОКОМСКОЙ ЗАЛЕЖИ
НОВО-УРЕНГОЙСКОГО И ЯМБУРГСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Ответственный редактор
зам. директора Института проблем нефти и газа
Российской академии наук, доктор технических наук,
профессор *В.М. Максимов*



НОВОСИБИРСК
ИЗДАТЕЛЬСТВО СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК
2012

УДК
ББК
М

Михайлов, Н.Н.

Экспериментальное исследование смачиваемости и анализ ее влияния на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных коллекторов Неокомской залежи Ново-Уренгойского и Ямбургского месторождений / Н.Н. Михайлов, М.О. Ермилов, Л.С. Сечина. – Новосибирск, 2012. – 58 с.

Анализ разработки месторождений Нового Уренгоя и Ямбурга показывает, что при существующих методах разработки извлечение газоконденсата составляет 50–60 %. Одним из факторов, влияющих на газоконденсатоотдачу, является смачиваемость коллекторов этих месторождений. Исследование степени гидрофобизации на образцах керна этих месторождений показало, что породы, сложившие пласты в выбранном интервале исследований, гидрофильны, поэтому разработка на режиме истощения может привести к обводненности призабойной зоны и уменьшению притока конденсата.

Analysis of the development of the Novyi Urengoy and Yamburg deposits shows that the extraction of gas condensate using the existing development methods accounts for 50–60 %. One of the factors affecting the gas condensate production rate is wettability of the productive reservoirs of these deposits. Investigation of the degree of hydrophobization on the core samples from these deposits showed that the rocks forming the strata within the chosen range of investigation are hydrophilic, so development in the depletion mode may cause watering of the bottomhole zone and a decrease in condensate discharge.

Рецензенты:

- А.И. Ермолаев** – доктор технических наук профессор, зав. кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений РГУ нефти и газа им. акад. И.М. Губкина (г. Москва)
- С.А. Варягов** – доктор геолого-минералогических наук, зам. генерального директора, главный геолог ООО «Газпром добыча Надым» (г. Надым)

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- $K_{\text{пр}}^{\text{абс}}$ – коэффициент абсолютной проницаемости
 $K_{\text{о.п}}$ – коэффициент открытой пористости
 $K_{\text{эф}}$ – коэффициент эффективной пористости
 $S_{\text{ио}}$ – общая абсорбционная емкость
 $\Theta_{\text{н}}$ – коэффициент гидрофобизации
 $K_{\text{с.в}}$ – коэффициент связанной воды
 $K_{\text{с.н}}$ – коэффициент связанной нефти
 $K_{\text{газ}}^{\text{пред}}$ – коэффициент предельного извлечения углеводородов
 Σ_1 – сумма частиц меньше 1 мкм
 $Q_{\text{п}}$ – емкость обмена породы
 $S_{\text{уд}}$ – удельная поверхность, м²/г

ВВЕДЕНИЕ

Эффективная разработка газонефтяных месторождений, т.е. месторождений, содержащих газовую шапку и нефтяную оторочку, относится к числу наиболее трудных и недостаточно изученных проблем освоения углеводородных ресурсов. Очевидно, что разработка нефтяных оторочек в режиме истощения не позволяет достичь приемлемых значений степени извлечения нефти из недр. Одним из возможных способов повышения нефтеотдачи при разработке нефтяной оторочки является применение систем поддержания пластового давления, основывающееся на заводнении нефтенасыщенных пластов.

Чтобы заводнение было эффективным и экономически выгодным, т.е. с максимально возможным значением коэффициента извлечения нефти, а остаточная нефтенасыщенность оказалась минимальной, необходимо закачивать вытесняющий агент, смачивающий породу.

Смачиваемость как мера взаимодействия поверхности твердого тела с другими фазами является главным фактором, контролирующим положение, течение и распределение флюидов в пористой среде, влияет на поведение заводнения и относительную проницаемость.

Степень смачиваемости также влияет на количество остаточной воды и нефтенасыщенности, фазовую проницаемость, относительную фазовую проницаемость, величину капиллярного давления и в целом на вытеснение нефти водой.

Рассмотрим распределение флюидов в сильно гидрофильных и сильно гидрофобных системах при остаточной насыщенности водой и нефтью.

В гидрофильном керне при остаточной водонасыщенности (ОВН) вода располагается в небольших порах, где она оказывает очень небольшое влияние на течение углеводородов. В виду того, что вода не существенно блокирует течение, эффективная проницаемость нефти относительно высока, часто достигая абсолютной проницаемости. Напротив, эффективная проницаемость воды при остаточной нефтенасыщенности (ОНН) очень низка, так как часть остаточной нефти уловима в виде глобул в центрах более крупных пор. Поэтому проницаемость воды при ОНН гораздо меньше, чем проницаемость нефти при ОВН с коэффициентом 0,3 для сильно гидрофильного керна.

В сильно гидрофобном керне положение двух флюидов меняется на противоположное. Проницаемость нефти при ОВН относительно низкая, и связано это с тем, что остаточная вода блокирует течение нефти. Проницаемость воды при ОНН, наоборот, высока, и обусловлено это тем, что остаточная нефть располагается в небольших порах в виде пленки на поверхности, где она оказывает небольшое влияние на поток воды. Следовательно, отношение двух проницаемостей может достичь единицы или даже больше. Точное значение переменено, так как заводнение гидрофобного керна очень неэффективно, а ОНН зависит от того, как нагнетается вода.

Также следует отметить, что смачивающий флюид обладает относительно низкой подвижностью по сравнению с несмачивающим флюидом, что говорит о том, что смачивающий флюид контактирует со стенками пор, а несмачивающий располагается в центрах пор.

Заводнение в гидрофильных и гидрофобных системах ведет себя по-разному. Для однородно смачиваемых систем считается, что заводнение в гидрофильном коллекторе более эффективно, чем в гидрофобном.

Как было уже сказано, в гидрофильных системах вода (смачивающая фаза) заполняет более мелкие поры и образует тонкую пленку на всей поверхности породы. Нефть (несмачивающая фаза) занимает центры более крупных пор. Такое распределение флюидов энергетически наиболее благоприятно, так как нефть, размещенная в небольшие поры, должна быть вытеснена в центр пор за счет самопроизвольного поглощения воды. Это должно снизить энергию системы. Во время заводнения гидрофильной системы при умеренном отношении вязкости нефти и воды, вода будет двигаться равномерным фронтом вытеснения. Нагнетаемая вода будет стремиться впитаться в поры небольшого и среднего размера, двигая нефть в крупные поры, откуда она легко вытесняется. Впереди фронта вытеснения движется только нефть. Во фронтальной зоне каждый флюид движется через свою собственную сеть каналов. При движении фронта воды часть углеводородов остается в тупиковых порах, а остаток находится в разобренных глобулах, формируя остаточную нефтенасыщенность. После прохождения фронт воды почти вся остающаяся нефть становится неподвижной. Поэтому после прорыва воды добычи нефти нет либо она мала.

В гидрофобных системах поверхность поровых каналов контактирует преимущественно с нефтью. Нефть в основном находится на поверхности не крупных пор в виде пленки, а вода — в центре более крупных пор.

Заводнение в гидрофобных коллекторах гораздо менее эффективно, чем в гидрофильных, так как нужно нагнать больше воды, чтобы извлечь данное количество нефти. При заводнении такого коллектора вода будет образовывать непрерывные каналы через центры более крупных пор, вытесняя нефть в более мелкие поры и трещины. При дальнейшем нагнетании воды она внедряется в более мелкие поры, чтобы образовывать дополнительные непрерывные каналы. Водонефтяной фактор при этом постепенно возрастает. Когда вода заполняет достаточное количество каналов, отдача нефти снижается. В гидрофобном коллекторе флюидоотдача сильно зависит от объема нагнетаемой воды [1, 2].

1. АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК

1.1. УРЕНГОЙСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Начальные запасы нефти нижнемеловых залежей, утвержденные протоколом ГКЗ РФ в 1989 г., составляли 422 млн т (балансовые) и 83,3 млн т (извлекаемые). Преобладают оторочки следующих типов:

- краевого (в нефтегазовых залежах пластов БУ₈ и БУ₁₀);
- подстилающего (в пласте БУ₁₁ и газонефтяной залежи пластов БУ₁₁ и БУ₁₂ Южного купола);
- крыльевого (в пласте БУ₁₃ в пределах Южного купола).

Из анализа результатов работ по освоению и исследованию нефтяных скважин следует, что промышленные притоки нефти отсутствуют при пористости коллектора менее 12,5–13,5 % и нефтенасыщенности менее 52–55 %.

В настоящее время в разработке находятся опытные участки I, II, и III, на опытных участках IV, V и VI добыча нефти не проводится. Разработка нефтяных оторочек ведется без поддержания пластового давления. Это влечет за собой быстрое истощение пластовой энергии.

С начала разработки опытных участков на 01.01.2010 добыто 11434,9 тыс. т нефти, отобрано 22926,0 млн м³ попутного нефтяного газа (ПНГ). Добыча пластовой воды составила 939,3 тыс. т. В течение 2009 г. по трем опытным участкам добыто 373,3 тыс. т нефти, отобрано 1214,8 млн м³ ПНГ. Добыча пластовой воды составила 140,4 тыс. т.

I опытный участок. Остаточные извлекаемые запасы нефти по участку на 01.01.2010 составляют 5224,7 тыс. т, или 66 % от начальных извлекаемых запасов. Действующий фонд включает 30 скважин, что выше проектного на 4 единицы. Из них фонтанным способом работают 13 скважин, 14 – газлифтным и 3 скважины эксплуатируются с помощью электроцентробежных насосов (ЭЦН). Из скважин действующего фонда эксплуатируют пласт БУ₈ – 28 скважин, БУ₁₀ – 2 скважины.

Накопленная добыча нефти составила 2675,3 тыс. т. отбор попутного газа – 8933,6 млн м³, воды – 316,2 тыс. т.

В течение 2009 г. добыто 52,5 тыс. т нефти, отобрано 402,6 млн м³ попутного газа. Добыча пластовой воды составила 33,5 тыс. т.

Газовый фактор колеблется в пределах 29–26000 м³/т, дебит нефти – 1–16 т/сут, водяной фактор – 1,4–83 %.

При сохранении существующей системы разработки к 2018 г. средний дебит скважин снизится до нуля, что следует из анализа динамики изменения этого показателя.

II опытный участок. Остаточные извлекаемые запасы нефти по участку на 01.01.2010 составляют 9337,4 тыс. т, или 80 % от начальных извлекаемых запасов. Действующий фонд включает 27 скважин, что выше проектного на 3 единицы. Из них фонтанным способом работают 8 скважин, газлифтом –

16 скважин и эксплуатируются с помощью ЭЦН 3 скважины. Из скважин действующего фонда эксплуатируют пласт БУ₁₀ – 16 скважин, БУ₁₁ – 9 скважин, БУ₈ – 1 скважина, БУ_{10–11} – 1 скважина.

Накопленная добыча нефти составила 2252,6 тыс. т., отбор попутного газа – 6858,8 млн м³, воды – 204,8 тыс. т.

В течение 2009 г. добыто 44,3 тыс. т нефти, отобрано 333,5 млн м³ попутного газа. Добыча пластовой воды составила 21,0 тыс. т.

Газовый фактор колеблется в пределах 4–26000 м³/т, что связано с переводом части скважин на газлифтный способ эксплуатации и наличием в скважинах заколонных перетоков газа из других горизонтов. Дебит нефти варьирует в пределах 1–14 т/сут, водяной фактор – 1–82 %.

При сохранении существующей системы разработки к 2020 г. средний дебит скважин снизится до нуля, что следует из анализа динамики изменения этого показателя.

III опытный участок. Остаточные извлекаемые запасы нефти по участку на 01.01.2010 составляют 18819,3 тыс. т, или 74 % от начальных извлекаемых запасов. В разработке находятся пласты групп БУ₁₀ и БУ₁₁^{1–3}.

На участке используются два режима разработки, приуроченные к двум типам оторочек:

– пласт БУ₁₁^{1–3}: режим растворенного газа (оторочка подстилающего типа);

– пласт БУ₁₀: режим газовой шапки (оторочка краевого типа).

По состоянию на 01.01.2010 действующий фонд скважин составляет 81 единицу, что выше проектного на 5 единиц. Из них фонтанным способом работает 13 скважин, газлифтным – 59 скважин, плунжер-лифтом – 2 скважины и эксплуатируются с помощью ЭЦН 7 скважин.

Накопленная добыча нефти составляет 6495,7 тыс. т, отбор ПНГ – 7127,3 млн м³, воды – 418,3 тыс. т.

В течение 2009 г. добыто 276,5 тыс. т нефти, отобрано 478,7 млн м³ попутного газа. Добыча пластовой воды составила 86,0 тыс. т. Дебит скважин по нефти находится в пределах от 1 до 29 т/сут.

Газовый фактор колеблется в пределах 750–17000 м³/т, водяной фактор – от 0 до 94 %.

Разработка пластов БУ₈, БУ₁₀, БУ₁₁ ведется при режиме растворенного газа. Учитывая опыт разработки других месторождений в аналогичных условиях, трудно ожидать приемлемого коэффициента извлечения нефти (КИН) при предлагаемом в проекте режиме разработки. Разработка нефтяных оторочек вышеуказанных пластов ведется без поддержания пластового давления, вследствие чего наблюдается резкое падение дебитов нефти скважин.

При сохранении существующей системы разработки к 2025 г. средний дебит скважин снизится до нуля, что следует из анализа динамики изменения этого показателя.

Анализируя опыт эксплуатации нефтяных оторочек на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении (УНГКМ), следует отметить:

1) все оторочки разрабатываются в режиме истощения;

2) достигнут проектный фонд пробуренных скважин, но фактический фонд действующих эксплуатационных скважин отстает от проектного значения;

3) начальная производительность эксплуатационных скважин в 1,5–2, а иногда и в 3 раза превышала проектное значение, т.е. эксплуатационные нефтяные скважины на УНГКМ по производительности существенно отли-

чаются от разведочных и соответствуют показателям весьма продуктивных скважин.

Проведем предварительный анализ пяти рассматриваемых в проектном документе вариантов разработки нефтяных оторочек УНГКМ.

В первом (базовом) варианте не предусматривается бурение новых скважин и проведение капитальных ремонтов скважин для их вывода из действующего фонда. По этому варианту из опытных участков I, II и III будет добыто 14112 тыс. т нефти, что соответствует значению КИН, равному 9,2 %.

Во втором варианте предусматривается реализация адресной программы по выводу газоконденсатных и нефтяных скважин из бездействующего фонда. Это дает возможность увеличить накопленную добычу нефти до 16 492 тыс. т, что соответствует росту КИН до 10,7 %.

В третьем варианте предлагается ввод новых скважин на участках III, IV, V, VI. В этом случае накопленная добыча нефти достигнет уровня 25 912 тыс. т, а КИН – 8,9 %. По участкам: на III участке добыча нефти составит 12848 тыс. т (КИН = 16,1 %); на IV – 313 тыс. т (КИН = 2 %); на V – 2943 тыс. т (КИН = 21 %); на VI – 4382 тыс. т (КИН = 4,2 %).

В четвертом варианте предусматривается поддержание пластового давления на участке V с помощью заводнения, а на участке V – за счет водогазового воздействия. Разработка остальных участков осуществляется согласно варианту III. Предлагаемые изменения по сравнению с вариантом III приведут к увеличению добычи до 27 874 тыс. т по всем участкам, а КИН станет равным 9,6 %. На участке V добыча составляет в этом варианте 3616 тыс. т, что соответствует 25,7 % значению КИН.

Пятый (рекомендуемый) вариант в основном повторяет третий вариант. Отличие состоит в порядке и количестве работ по зарезке боковых стволов. Накопленная добыча нефти в этом варианте по всем участкам – 25 795 тыс. т, КИН = 8,9 %.

Данные приведенных вариантов позволяют рассчитать приближенные оценки геологических запасов нефти по участкам: 73 959,8 тыс. т (суммарные запасы участков I и II), 79 801,2 тыс. т (участок III), 15 650 тыс. т (участок IV), 14 042,15 тыс. т (участок V), 104 333 тыс. т (участок VI).

Извлекаемые запасы, установленные проектными документами по участкам I и II, составляют 7900 и 11 590 тыс. т соответственно, а по участку III – 25 315 тыс. т. Следовательно, значение КИН, соответствующее суммарным извлекаемым запасам участков I и II, равняется 26,3 %, а значение КИН участка III – 31,7 %. Таким образом, установленная рекомендуемым вариантом суммарная добыча нефти участков I и II почти в 3 раза ниже извлекаемых запасов этих участков, а добыча на участке III, установленная рекомендуемым вариантом, почти в 2 раза ниже извлекаемых запасов. Это позволяет сделать вывод о необходимости формирования иных вариантов разработки нефтяных оторочек УНГКМ, обладающих более приемлемыми уровнями добычи нефти и степени ее извлечения из пластов.

1.2. ЯМБУРГСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Залежь БУ₆. Залежь нефти в районе представляет собой изолированную линзу. Геологические запасы оцениваются в 66 тыс. т. Прогнозная нефтенасыщенная толщина не превышает 1,2–1,4 м, а начальная нефтенасыщенность (41 %), характеризует залежь как «не предельно» насыщенную.

В этих условиях планируется только расконсервация и добыча нефти из существующей на режиме истощения. Максимальная величина коэффициента извлечения не превысит 10 %.

Из анализа изменения извлекаемых запасов и по результатам выполненных технико-экономических расчетов запасы нефти залежей Ямбургского месторождения рекомендуется отнести к некондиционным (остаточным запасам пониженного качества), разработка которых в настоящее время невозможна по техническим и экономическим причинам.

1.2.1. Характеристика продуктивных пластов

Пласт БУ₆³ литологическими и тектоническими экранами разбит на 5 самостоятельных залежей.

Залежь 1 вскрыта в северной части площади пласта 8 разведочными скважинами на глубинах 2828–3025 м. С юга залежь экранирована тектоническим нарушением. Общая толщина пласта в залежи варьирует от 21 до 49,5 м, в среднем составляя 29,4 м. Толщина газонасыщенного коллектора меняется от 1,6 до 7,2 м, в среднем – 3,8 м. Средневзвешенная по площади газонасыщенная толщина составляет 2,1 м (ГВЗ) и 2,5 м (ГЗ). Коэффициент песчаности пласта по площади залежи меняется от 5,52 до 34,29, в среднем 14,31 %.

Залежь 2 вскрыта в западной части площади пласта тремя разведочными, четырьмя наблюдательными и 56 эксплуатационными скважинами УКПГ-3В на глубинах 2636–3191 м (всего 63 скважины). Залежь литологически экранирована, от залежи 1 отделена тектоническим разломом (№ 1). Общая толщина пласта в залежи варьирует от 29 до 45 м, в среднем – 40,0 м. Эффективная и газонасыщенные толщины меняются в пределах 1,0–8,2 м, в среднем 2,9 м. Средневзвешенная по площади газонасыщенная толщина в ГЗ составляет 2,7 м (С₁) и 1,7 м (С₂). Коэффициент песчаности пласта по площади залежи меняется от 1,0 до 19,5 %, при среднем 6,7 %.

Залежь 3 (газонефтяная) вскрыта в западной части площади пласта (к югу от залежи 2) одной разведочной и двумя эксплуатационными скважинами УКПГ-3В на глубинах 2827–3082 м. Залежь представляет собой ограниченную по размерам песчаную линзу, литологически экранированную со всех сторон. Общая толщина пласта в залежи варьирует от 39 до 42 м, в среднем – 40,7 м. Эффективная и газонасыщенные толщины меняются в пределах 1,0–1,4 м, в среднем – 1,2 м. Средневзвешенная по площади нефтенасыщенная толщина составляет 1,2 м (НЗ). Коэффициент песчаности пласта по площади залежи меняется от 2,44 до 3,3 %, в среднем – 2,95 %.

Залежь 4 вскрыта в центральной части площади пласта (к югу от залежи 1) 13 разведочными, 8 наблюдательными и 121 эксплуатационными скважинами УКПГ-2В и УКПГ-3В (5 скважин) на глубинах 2868–3405 м (всего 142 скважины). Залежь с запада, северо-востока и юго-востока ограничена литологическими экранами, а с севера – тектоническим экраном. Общая толщина пласта в залежи варьирует от 12,8 до 44 м, в среднем – 24,1 м. Эффективная и газонасыщенные толщины меняются в пределах 0,6–9,2 м, в среднем – 2,5 м. Средневзвешенная по площади газонасыщенная толщина в контуре С₁ составляет 2,7–4,3 м (ГЗ) и 2,4–3,8 м (ГВЗ), контуре С₂ – в пределах от 1,4–3,0 (ГЗ) до 1,0–5,8 м (ГВЗ). Коэффициент песчаности пласта по площади залежи колеблется от 1,54 до 47,41 %, в среднем составляя 10,3 %.

1.2.2. Обоснование абсолютных отметок флюидальных контактов

Пласт БУ₆³ формирует пять залежей.

Залежь № 1 (северная) – ГВК установлен по результатам испытания и интерпретации ГИС на абсолютной отметке (а.о.) –2984,0 м.

Залежь № 2 литологически и тектонически экранированная, без ГВК.

Залежь № 3 – нефтяная линза выявлена по результатам испытания нефтенасыщенного коллектора на а.о. –2805,1...–2806,3 м, без ВНК.

Залежь №4 (основная), развита в центральной, южной и юго-восточной частях площади месторождения. ГВК установлен по результатам испытания и интерпретации ГИС на а.о. –3084,1 м.

1.2.3. Нефтегазоносность

Пласт БУ₆³ вскрыт на значительной части площади месторождения. При подсчете запасов в 1985 г. выделялась обширная зона глинизации, протягивающаяся вдоль всего западного склона поднятия и частично распространяющаяся на свод. На остальной части залежи выделялось еще четыре небольших по площади локальных участка глинизации (П5.22–П5.26). Тем не менее пласт рассматривался как единая залежь. Средневзвешенная по площади газонасыщенная толщина принималась равной 2,96 м, при диапазоне изменения эффективных газонасыщенных толщин от 0,4 до 7,2 м.

В новом представлении на основе материалов эксплуатационных скважин в пределах пласта выделяется 5 залежей.

Залежь 1 (северная). Тектонически экранированная (широтным нарушением), газоконденсатная. Размер залежи: длина – 35 км; ширина – 8 км; высота – 144 м. Степень заполнения ловушки замыкающей изогипсы – 2990 м равна 70 %.

Залежь вскрыта 8 разведочными скважинами (на глубинах 2968–3025 м. Толщины газонасыщенных коллекторов меняются от 1,6 до 7,2 м. Средневзвешенная по площади газонасыщенная толщина составляет 2,1 м (ГВЗ) и 2,5 м (ГЗ). Промышленная газоносность доказана испытанием трех скважин, из которых получены притоки газоконденсатной смеси. Дебит газа в этих скважинах составил 49,8–141 тыс. м³/сут. ГВК установлен на а.о. 2984,4 м.

Залежь 2. Литологически ограниченная и тектонически экранированная, отделяется от залежи 1 широтным разломом (№ 1), газоконденсатная. Размер залежи: длина – 18 км, ширина – 7 км, высота – 180 м. Вскрыта в западной части площади пласта тремя разведочными, четырьмя наблюдательными и 56 эксплуатационными скважинами УКПГ-3В на глубинах 2636–3191 м, а.о. изменяются в пределах –2691...–2826 м. Толщина газонасыщенных коллекторов колеблется от 1,0 м до 8,2 м, в среднем – 2,9 м. Средневзвешенная по площади газонасыщенная толщина – 2,7 м (ГЗ-С₁) 1,7 м (ГЗ-С₂). Промышленная газоносность доказана на южном участке залежи освоением, где перфорирован только пласт БУ₆₃, стабильно работающий газом. Залежь без газоводяного контакта (ГВК).

Залежь 3. Литологически ограниченная со всех сторон, нефтяная. Размер залежи: длина – 2,5 км, ширина – 0,8 км, высота – 20 м. Кроме газоконденсатных притоков из пласта БУ₆₃ при испытаниях скв. 120, расположенной вблизи западной региональной зоны глинизации пласта, из коллектора толщиной 1,2 м получен безводный приток нефти дебитом 9,4 м³/сут. Ранее и сейчас сделан вывод, что нефтенасыщенный коллектор залегает в виде линзы в зоне глинизации и не сообщается с основным ре-

зервуаром газоконденсатной залежи. Залежь вскрыта двумя эксплуатационными скважинами, в которых коллекторы толщиной 1,0 и 1,4 м выделены по ГИС. Средневзвешенная по площади нефтенасыщенная толщина составляет 1,2 м (НЗ). Залежь без водонефтяного контакта (ВНК).

Залежь 4. Литологически ограниченная и тектонически экранированная, газоконденсатная. Размер залежи: длина — 35 км, ширина — 29 км, высота — 124 м. По всему периметру имеет сложные по конфигурации развития песчаные тела. В северной части залежи, в районе расположения эксплуатационных скважин, выявлены обширные зоны глинизации. Вскрыта 13 разведочными, 8 наблюдательными и 121 эксплуатационными скважинами УКПГ-2В и УКПГ-3В (5 скважин) на глубинах 2868–3405 м (всего 144 скважины). Абсолютная отметка изменяются в пределах –2819...–3073,7 м. Эффективная и газонасыщенные толщины колеблются в интервале 0,6–9,2 м. Средневзвешенная по площади газонасыщенная толщина в контуре C_1 варьирует в пределах 2,7–4,3 м (ГЗ) и 2,4–3,8 м (ГВЗ), контуре C_2 — от 1,4–3,0 (ГЗ) до 1,0–5,5 м (ГВЗ). Промышленная газоносность доказана испытанием разведочных скважин (на западе) и скв (на востоке).

1.2.4. Физико-литологическая характеристика продуктивных пластов и покрышек

Пласт БУ₆³. Продуктивная часть пласта вскрыта 26 разведочными скважинами, 12 наблюдательными, 189 эксплуатационными скважинами, пробуренными на участках УППГ1-В,2В и 3В.

Коллекторы всех трех пластов (БУ₆¹, БУ₆², БУ₆³) сложены серыми мелко- и крупнозернистыми песчаниками с прослоями глин и песчаных алевролитов.

Песчаники алевроитовые с известковым и глинисто-известковым цементом, слюдястые, со следами размыва, переотложения, с галькой глинисто-карбонатного материала. Структура алевро-псаммитовая.

Обломочный материал хорошо отсортирован и составляет 45–70 %, цемент 30–55 %. Размер обломков изменяется в пределах 0,04–0,18 мм, преобладающий 0,1–0,12 мм, алевроитовой фракции до 25–30 %. Цемент базальный, микропойкилитовый, участками поровый. Пленки хлоритовые, развиты не повсеместно. Породообразующие минералы: кварц — 40 %, полевые шпаты — 50 %, обломки пород — до 8 %, слюда — 1–2 %. Слюда представлена пластинками гидратизированного биотита, мусковита. Среди обломков пород преобладают кремнистые обломки и эффузивы кислого состава.

Аутигенные минералы: кальцит, регенерационный кварц, пирит.

Акцессорные минералы: титанистые.

Алевролиты серые, крупно- и мелкозернистые, слабослюдястые, плотные, крепкие, аркозовые, слоистые. Слоистость от горизонтальной до линзовидно-волнистой. Отмечены зеркала скольжения, включения пирита, обломки пиритизированных раковин моллюсков.

Текстура линзовидная и ориентированная, обусловлена наличием линз слюды, глин и параллельным расположением обломочного материала. Обломочный материал среднеотсортирован и составляет 60–85 %, цемент — 5–40 %, пустые поры — 7–10 %. Размер обломков изменяется в пределах 0,02–0,2 мм, преобладающий 0,06–0,1 мм. Доминируют полуугловатые обломки. Породообразующие минералы: кварц, полевые шпаты (преобладают), обломки пород (5–10 %), слюда (1–4 %). Слюда представлена гидра-

тизированным биотитом, отдельные пластинки слюды частично или нацело замещены пелитоморфным карбонатом.

Цемент порово-пленочного, пленочно-порового и конформно-регенерационного типа. Пленки хлоритовые, развиты не повсеместно. Поры выполнены каолинитом.

Аутигенные минералы: лейкоксен, кальцит, пелитоморфный сидерит.

Акцессорные минералы: единичные зерна граната, эпидота, турмалина, магнетит-ильменита.

1.2.5. Обоснование категоричности запасов

Пласт БУ₆³. В современном представлении в результате обработки данных эксплуатационного бурения в пласте выделяется 5 залежей.

Залежь 1. Вскрыта 8 разведочными скважинами. Промышленная газоносность доказана в результате испытания трех скважин. Запасы газа по всей залежи отнесены к категории С1.

Залежь 2. Вскрыта разведочными и эксплуатационными скважинами из которых данный пласт при эксплуатации стабильно работает газом с 1997 г. Запасы газа категории С1 концентрируются в радиусе 2 км от данной скважины. Запасы остальной части залежи отнесены к категории С2.

Залежь 3. Вскрыта разведочной скв. 120, при опробовании которой получен промышленный приток нефти категории С1.

Залежь 4. Результат обработки данных эксплуатационного бурения показал более сложную конфигурацию развития песчаных тел в своде структуры. Запасы газа в сводовой и западной частях залежи отнесены к категории С1. Контур запасов категории С1 проведен на расстоянии 2 км от данных скважин. На юге контур запасов категории С1 совпадает с ГВК. Запасы остальной части залежи отнесены к категории С2.

2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О ПОНЯТИИ СМАЧИВАЕМОСТИ И МЕТОДАХ ЕЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

2.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ И ВИДЫ СМАЧИВАЕМОСТИ

Одним из важнейших поверхностных свойств является смачиваемость.

Смачиваемость – это мера взаимодействия поверхности твердого тела с другими фазами. В системе порода – вода – нефть смачиваемость является мерой предпочтения, которую оказывает порода либо нефти, либо воде. Термин «смачиваемость» используется для обозначения смачивающих свойств породы и не обязательно относится к жидкости, которая находится в контакте с породой в данный момент. Например, если порода (кern) насыщена нефтью, а вода впитывается породой, вытесняя нефть, то порода гидрофильна. Если порода, насыщенная водой, впитывает нефть, которая вытесняет воду с поверхности породы, то порода гидрофобна.

По специфическим взаимодействиям породы с нефтью и водными растворами коллекторы принято делить на гидрофильные (смачиваемые водой), когда вода заполняет мелкие поры и контактирует с большей частью поверхности, и на гидрофобные (не смачиваемые водой), когда нефть заполняет мелкие поры и контактирует с большей частью поверхности. Если нет предпочтительного взаимодействия породы с нефтью и водой, то такую смачиваемость называют нейтральной.

Так как внутренняя поверхность пор состоит из различных минералов с различными химическими и адсорбционными свойствами, то возникает гетерогенная смачиваемость, когда компоненты нефти адсорбируются на определенных участках породы, так что часть породы становится гидрофобной, а часть – гидрофильной. Существует также дробная (частичная смачиваемость, когда отдельные области kernа имеют различную смачиваемость [3].

Р.А. Салатьел [4] ввел понятие избирательной смачиваемости. В этом случае поверхность образует сквозные пути по какому-то одному характеру смачивания (либо гидрофильный, либо гидрофобный). Условие для возникновения избирательной смачиваемости возникает тогда, когда нефть образует слой гидрофобного органического материала только на тех поверхностях породы, которые находятся в прямом контакте с нефтью, а не с поверхностью, покрытой пленочной водой. При определенных условиях, однако, водная пленка, отделяющая нефть от минеральной поверхности, может разрушаться и вытесняться, приводя нефть в контакт с породой.

Существует еще один тип гетерогенной смачиваемости – микроструктурная, которая характеризует неоднородность смачивания на уровне отдельных пор, т.е. связь смачиваемых и несмачиваемых элементов пористой среды с пустотами определенного размера.

В 1990 г. Н.Н. Михайловым, Н.А. Семеновой, Ф.В. Джемесюк, Т.Н. Кольчицкой была исследована возможность существования связи между размерами пор и их смачиваемостью [5]. Данная гипотеза привела к очень интересным результатам, но до определенного периода она существовала только как гипотеза. В 1997 г. М. Робин с соавт. [6] провели опыты по исследованию смачиваемости образцов на сканирующем электронном микроскопе.

Эти опыты проводились как на искусственно приготовленных образцах со смешанной смачиваемостью, так и на естественных образцах. Методика исследований позволяла визуально наблюдать капиллярный подъем флюида в образцах породы. Показано, что в карбонатных породах со смешанной смачиваемостью нефть появлялась сначала в самых крупных порах. Для образцов песчаника с вкраплениями каолинита гидрофобность не была связана с порами определенного размера, правда авторы указывают, что не уделяли этому исследованию внимания. Как видно из данного опыта, в естественных условиях гидрофобность смешанных по смачиваемости кернов может быть связана как с большими, так и малыми порами.

Таким образом, можно считать доказанным существование нового типа смачиваемости нефтяных и газовых пластов: микроструктурная смачиваемость, которая отличается от известной ранее гетерогенной смачиваемости тем, что участки с различным типом смачиваемости приурочены к микроструктурным неоднородностям пласта. В частности, гидрофильные и гидрофобные участки смачивания приурочены к порам и капиллярам, что приводит к неоднородности смачивания на уровне отдельных пор (микроуровень). Проведенный анализ существующих экспериментов показал, что отдельные поры и капилляры могут проявлять как гидрофильный, так и гидрофобный тип смачивания. Усредненные параметры смачивания не соответствуют ни гидрофильному, ни гидрофобному, ни гетерогенному типу смачивания.

Микроструктурная смачиваемость приводит к необычным явлениям при двухфазной фильтрации и требует специального учета для обоснования технологий извлечения углеводородов из пластов с микроструктурным типом смачивания. Выявлено, что микроструктурная смачиваемость влияет на фазовую и относительную фазовую проницаемости, капиллярное давление, неподвижную водо- и нефтенасыщенность и в конечном итоге обуславливает углеводородоотдачу пласта [7].

2.2. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СМАЧИВАЕМОСТИ

Существуют различные характеристики и методы определения смачиваемости. Применяемые методы определения смачиваемости делятся на прямые и косвенные. Прямые методы дают количественную характеристику смачиваемости, косвенные – качественную характеристику. К прямым методам относятся:

- измерение контактного угла θ ;
- метод Амотта;
- метод USBM;
- метод адсорбции воды на исследуемой твердой поверхности;
- метод микрокалориметрии;
- метод испарения (метод изотермической сушки).

Качественную характеристику смачиваемости твердого тела получают с помощью адсорбции метиленового голубого, капиллярной пропитки, кривых относительных проницаемостей, метода ЯМР, кривых капиллярных давлений и др.

Наибольшее число работ посвящено оценке смачиваемости поверхности пор через краевой угол смачивания, либо через его тригонометрические функции. Наиболее полный анализ методов определения краевого угла смачивания даны в работе З.В. Волковой [8]. В работах (Р. Ланчон, Ш.К. Гиматудинов, Н.С. Гудок) θ оценивается на основании данных о скорости впитывания жидкостей в исследуемый образец. Расчет θ в данном состоянии поверхности образца можно провести, если известен θ в другом состоянии

смачивания той же поверхности [9, 10]. Многие исследователи вычисляют θ на основании данных опытов по измерению капиллярных давлений в порах образцов (Ф. Беннер и др., Р. Слобод, Х. Блюм, Х. Дженингс, Э.Г. Рабиц, В.И. Петерсилье, Ю.Я. Белов) [11, 12] Группа методов основана на определении по данным измерений геометрических параметров капли исследуемой жидкости, которые формируются на поверхности образца, помещенного в полярно противоположную среду (Ф.И. Котяхов, Д.Н. Кузьмичев и М.С. Багов, К.И. Багринцева и Т.С. Преображенская) [13–15]. В ряде работ рекомендуется непосредственно измерять θ , используя вместо образцов керн на гладкую поверхность кристаллов кварца, кальцита и некоторых других минералов, что, по мнению авторов, моделирует условия смачивания стенок пор пород (Р. Лич и др., Л. Трейбер и др.) [16].

Другой подход к характеристике поверхностных взаимодействий продуктивных пород с флюидами связан с использованием тех или иных относительных параметров, измеряемых в опытах и зависящих от относительной проницаемости пор жидкостями разной полярности (Е. Эммот, Б.И. Тульбович, Л. Кюйек и др., Э.А. Былина и Я.Л. Белорай, А.В. Инюткина и М.С. Багов, В.И. Тюрин, Г.В. Рудаков) [17–21]. Данные этих методов, характеризующая состояние поверхности, не дают возможности перейти к расчету объема фильтрационно неподвижных углеводородов в порах пород. С этой целью более перспективен подход через исследование адсорбционных взаимодействий пород с водой и углеводородами. Адсорбция воды горными породами изучается очень широким кругом исследователей (А.А. Роде, Ф.Д. Овчаренко, Р.И. Тарасевич и др.) [22, 23]. Адсорбции углеводородов продуктивными породами также посвящены многие работы (причем показано, что адсорбируются многочисленные компоненты газа и нефти, в частности, метан (К.И. Багринцева, З.И. Козловцева)) [24]. Однако адсорбция углеводородов тем интенсивнее, чем больше размеры их молекул и длина углеводородных цепей (В.Э. Вассерберг, К.Б. Аширов, И.Л. Мархасин, А.Г. Милешина, М.К. Калинин, Г.И. Сафонова) [25–28]. В совместном присутствии адсорбционно-активная поверхность пород распределяется между водой и углеводородами согласно их энергиям адсорбции (М. Левретт, Ф. Беннер, Ф. Бартелл, А.В. Фрост, Р. Иогансен, М.М. Кусаков и Л.И. Мекеницкая, Т.Т. Клубова) [29, 30]. На основании этих данных возникает возможность характеризовать поверхностные взаимодействия на границе раздела порода – флюиды через ту долю активной поверхности, которая в естественном состоянии смачиваемости образца занята водой и углеводородами или другими неполярными компонентами поровых флюидов. При известной адсорбционной емкости породы это дает возможность вычислить содержание адсорбированных и, следовательно, неизвлекаемых при разработке методом заводнения углеводородов в порах продуктивных пород. Определение относительной смачиваемости поверхности пор через коэффициент распределения ее между флюидами разрабатывали Р. Браун и И. Фэтт [31, 32], используя метод ядерного магнитного резонанса. Опыты проводились на моделях пород. Тот же коэффициент О. Холбрук и Д. Бернард [33] рекомендовали определять с помощью адсорбции метиленового голубого на керне до и после экстракции веществ, гидрофобизирующих поверхность пор. В.И. Петерсилье, Э.Г. Рабиц и Ю.Я. Белов предложили определять долю гидрофильной поверхности пор, относя количество остаточной воды $K_{o,v}$, найденное капилляриметрическим методом на свежем керне, к той же величине после устранения гидрофобизации образца. Возможность изучения распределения адсорбционно-активной поверхности пор продуктивных пород между водой и неполярными веществами с по-

мощью изотерм и паров воды была изучена Л.К. Танкаевой. Тем же автором указано на возможность расчета коэффициента гидрофобизации (доли поверхности пор, занятой адсорбированными неполярными веществами в совместном присутствии с водой) по хроматографическим данным и по данным определений остаточной воды и нефти в образцах керна [34].

2.2.1. Определение краевого угла смачивания (измерение контактного угла θ)

Смачиваемость жидкостью твердой поверхности может характеризоваться «краевым эффектом» (образованием мениска) на границе раздела трех фаз (например, порода – вода – нефть) [35, 36]. Если на поверхность твердого тела нанести каплю жидкости, то она под действием молекулярных сил растечется и примет форму линзы. Угол, образованный касательной к капле в точках ее периметра зависит от поверхностных натяжений на границе раздела фаз (поверхностное натяжение – это работа обратимого изотермического процесса по образованию единицы новой площади поверхности раздела или сила, действующая на единицу длины контура поверхности и стремящаяся сократить поверхность до минимума при заданных объемах фаз).

Из условий равновесия векторов (угол смачивания отвечает термодинамическому равновесию), без учета сил тяжести получим уравнение Юнга

$$\sigma_{2,3} = \sigma_{1,3} + \sigma_{1,2} \cos \theta,$$

откуда

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{2,3} - \sigma_{1,3}}{\sigma_{1,2}} = B.$$

В этих уравнениях $\sigma_{2,3}$ и $\sigma_{1,3}$ практически неизвестны, поэтому о соотношении поверхностных натяжений судят по углу смачивания.

Из выражения видно, что чем меньше значение поверхностного натяжения между твердой поверхностью и жидкостью, тем лучше смачивается поверхность. Или по-другому, поверхность должна лучше смачиваться той жидкостью, которая обладает меньшей разностью полярностей между твердым телом и жидкостью, т.е. меньшим значением поверхностного натяжения на их границе (рис. 1). Если $0 < \theta < 90^\circ$ ($1 > \cos \theta > 0$) – поверхность гидрофильна, $90^\circ < \theta < 180^\circ$ ($0 < \cos \theta < -1$) – поверхность гидрофобна. Значение θ , если исключить влияние силы тяжести, не зависит от размеров капли и определяется лишь молекулярными свойствами поверхности твердого тела и соприкасающихся фаз. Поэтому, исходя из теории поверхностных явлений, можно установить связь краевого угла смачивания θ с поверхностным натяжением между твердым телом и жидкостью.

Угол смачивания зависит от множества факторов: механического строения поверхности, адсорбции на ней газов, поверхностно-активных и других веществ, а также от ее загрязнения, электрического заряда и т.д.

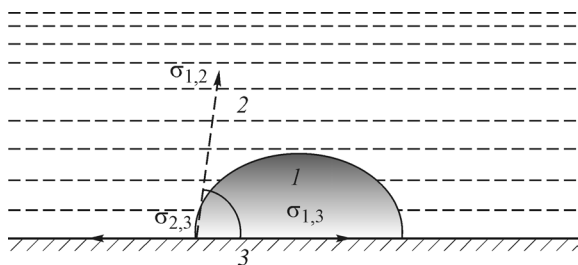


Рис. 1. Форма капли, обусловленная поверхностными натяжениями на различных границах соприкасающихся фаз

2.2.2. Метод измерения контактного угла θ

Две параллельные гладкие пластинки исследуемого минерального кристалла монтируются в специальную ячейку. Ячейка заполняется рассолом, свободным от примесей и кислорода. Между пластинками помещается капля нефти так, чтобы нефть контактировала с большой поверхностью. В таком положении каплю нефти оставляют на несколько дней для установления равновесия.

После того как поверхность раздела нефть – кристалл достаточно «устарела» пластинки смещают параллельно друг друга так, чтобы капля нефти слегка сдвинулась, а рассол переместился над контактировавшей с нефтью поверхностью. Измеренный в этот момент угол контакта называется наступающим углом $\theta_{\text{наст}}$. Угол оставляют «стареть» в течение двух дней.

Потом пластинки снова сдвигаются в новое положение, образуя новую границу нефть – кристалл. Новая граница тоже «старееет», затем замеряют еще одно значение $\theta_{\text{наст}}$. Наступающий угол будет увеличиваться, если нефть содержит поверхностно-активные вещества. Максимального значения наступающий контактный угол достигнет, когда наступит адсорбционное равновесие. Но это очень долгий процесс.

При перемещении капли нефти в обратном направлении образуется отступающий контактный угол $\theta_{\text{отст}}$, который является наступающим для воды.

Разность $(\theta_{\text{наст}} - \theta_{\text{отст}})$ является гистерезисом контактного угла. Эта разность достигает 60° .

2.2.3. Метод Амотта

Метод Амотта [17] – это комбинирование способа самопроизвольной капиллярной пропитки естественного керна смачивающей жидкостью с насильственным вытеснением из керна несмачивающей жидкости.

Метод заключается в следующем: исходный образец породы насыщается моделью пластовой воды и помещается в нефть. В течение 20 ч нефть самопроизвольно впитывается в породу, вытесняя воду, объем которой измеряется.

После этого образец центрифугируется в нефти. При этом фиксируется количество дополнительно вытесненной воды, и это количество воды складывается с тем, что вытеснилось при капиллярной пропитке нефтью. Получают общее количество вытесненной воды.

Полученный нефтенасыщенный образец породы (кern) помещается в модель пластовой воды. В течение 20 ч пластовая вода самопроизвольно впитывается в kern, вытесняя нефть, объем этой нефти замеряется.

При дальнейшем центрифугировании керна в рассоле дополнительно вытесняется нефть. Объем этой нефти замеряется, складывается с объемом нефти, вытесненной при самопроизвольной пропитке керна водой, получается общий объем вытесненной нефти. Опыты проводятся на одном и том же образце породы.

Рассчитываются соотношения величин:

$$\delta_n = V_{\text{в.сп}} / V_{\text{в.общ}},$$

где $V_{\text{в.сп}}$ – объем воды, вытесненный нефтью при спонтанной пропитке; $V_{\text{в.общ}}$ – общий объем воды, вытесненный при пропитке и центрифугировании;

$$\delta_v = V_{н.сп} / V_{н.общ},$$

где $V_{н.сп}$ – объем нефти, вытесненный водой при спонтанной пропитке; $V_{н.общ}$ – общий объем нефти, вытесненный при пропитке и центрифугировании.

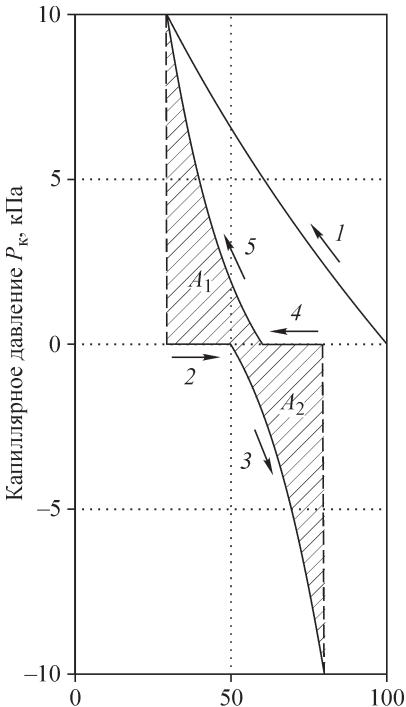
Если δ_v положительно, а $\delta_n = 0$, то керн преимущественно смачивается водой. Если δ_n положительно, а $\delta_v = 0$, то керн преимущественно смачивается нефтью. Метод Амотта нечувствителен близко к нейтральной смачиваемости: при $\theta = 60-120^\circ$ спонтанной пропитки нет.

Б.И. Тульбович [37] также использовал метод оценки смачиваемости по данным капиллярного вытеснения смачивающей жидкости несмачивающей жидкостью, и, наоборот, последовательно используя на обоих этапах центрифугирование. Качественно смачиваемость характеризовалась показателями M и P . Показатель M равен отношению массы керосина, вытесненной при капиллярной пропитке и центрифугировании. Для полностью гидрофобного коллектора $M = 0$, для полностью гидрофильного коллектора $M = 1$. Показатель P численно равен отношению массы воды, вытесненной при центрифугировании в керосине к массе керосина, вытесненной при центрифугировании в воде. Показатель $P \leq 1$ характеризует гидрофобный коллектор, показатель $P \geq 1$ характеризует гидрофильный коллектор.

2.2.4. Метод USBM – стандартизованный метод США

Сущность метода USBM [36, 38] состоит в сравнении величины работы, затрачиваемой для вытеснения одной жидкости другой.

Метод заключается в том, что неэкстрагированный, насыщенный моделью пластовой воды (рассолом) цилиндрический образец керна сначала центрифугируют в нефти при высоких скоростях вращения ротора центрифуги до достижения неумещающейся водонасыщенности. Затем этот же



образец, содержащий нефть и неумещающуюся водонасыщенность, помещают в модель пластовой воды и центрифугируют при различных скоростях вращения ротора до тех пор, пока не будет достигнута величина капиллярного давления P_k , равное -70 кПа. Эта величина названа порогом дренирования рассола, при котором можно вытеснить из керна нефть. Из объема вытесненной нефти при ступенчатом увеличении капиллярного давления рассчитывается средняя насыщенность образца рассолом. Затем образец помещают в нефть и снова центрифугируют. В этом случае рассол вытесняется нефтью. Как и в предыдущем опыте капиллярное давление увеличивается ступенчато, пока не достигнет порога $P_k = +70$ кПа.

Рис. 2. Схематическое изображение результатов определения смачиваемости по методу USBM

По результатам эксперимента строится зависимость капиллярного давления от средней водонасыщенности. Индекс смачиваемости рассчитывается по формуле:

$$W = \lg(A_1/A_2),$$

где A_1 и A_2 – площади под кривыми вытеснения нефти и воды (рис. 2).

Если $W > 0$, то керн гидрофилен, если $W < 0$ – гидрофобен. При $W = 0$ смачиваемость нейтральная. Чем больше абсолютная величина W , тем выше смачивающие способности жидкости.

2.2.5. Метод адсорбции

Сущность метода адсорбции [39] заключается в сравнении величины адсорбции паров воды на гидрофобных и гидрофильных поверхностях породы.

Метод заключается в следующем: 3–5 г измельченной неэкстрагированной породы (кусочки »3 мм) помещают в бюксы (стаканчики для взвешивания), заранее откалиброванные, и ставят в климатическую камеру, где поддерживаются определенные температура и влажность. Температуру в камере поддерживают постоянной 25 °С, а влажность меняют от 10 до 33 %. Перед каждым последующим увеличением влажности бюксы взвешивают. В конце опыта при достижении нужной влажности породу сушат в сушильном шкафу при температуре 105 °С до постоянного веса. По данным строят изотерму адсорбции паров воды на неэкстрагированной породе.

После этого породу экстрагируют в аппарате Сокслета сначала хлороформом, затем спиртом, выдерживают над парами воды и сушат в сушильном шкафу при температуре 105 °С до постоянного веса. Образцы помещают в климатическую камеру и повторяют последовательные операции по адсорбции паров воды, как в первой части опыта. По данным строят изотерму адсорбции паров воды на экстрагированной породе (рис. 3).

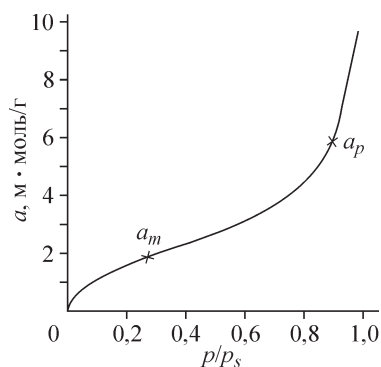
Применяя уравнение БЭТ [40], вычисляют емкость мономолекулярной адсорбции для экстрагированной аэ и неэкстрагированной анеэ породы.

Пусть $S_э$ и $S_{неэ}$ – площади, занимаемые монослоем адсорбированных молекул воды на экстрагированной и неэкстрагированной породе соответственно, тогда $S_э - S_{неэ} = S_n$, где S_n – площадь поверхности, занятая нефтью.

Отношение $S_n/S_э$ названо коэффициентом гидрофобности $K_{фб}$. Рассматриваемые площади можно заменить измеряемыми в опытах объемными величинами адсорбции, т.е. можно записать:

$$K_{фб} = (a_э - a_{неэ})/a_э.$$

Рис. 3. Общий вид изотермы адсорбции: точка a_m характеризует завершение мономолекулярной адсорбции, точка a_p характеризует начало капиллярной конденсации



2.2.6. Метод микрокалориметрии

В основу метода микрокалориметрии [41, 42] положено измерение теплоты смачивания, обусловленное адгезионным взаимодействием на границе раздела твердое тело – жидкость. Определяют теплоту смачивания калориметрически и используя известные значения $\sigma_{ж}$ и $Td\sigma_{ж}/dT$, вычисляют удельную поверхность твердого тела по формулам:

$$S = Q_{см}/Q_0, \quad S_{уд} = Q_{см}/Q_0 P,$$

где Q_0 – удельная теплота смачивания; $Q_{см}$ – теплота смачивания; P – масса твердого тела.

Теплота смачивания гидрофильной поверхности водой больше теплоты смачивания органическими жидкостями. Теплота смачивания гидрофобных поверхностей органическими жидкостями больше теплоты смачивания водой и $Q_{см.вод}/Q_{см.орг} = \beta$.

Если $\beta > 1$, поверхность гидрофильная, если $\beta < 1$ – поверхность гидрофобная.

2.2.7. Метод испарения (метод изотермической сушки)

Количественно смачиваемость можно охарактеризовать коэффициентом гидрофобизации θ_n . Коэффициент гидрофобизации, как долю площади поверхности пор, занятую углеводородами, определяют по кривым изотермической сушки образцов керна (метод испарения). Метод заключается в удалении воды из пор водонасыщенного образца и измерении количества удаляемой воды до и после устранения гидрофобизации [43, 44].

Воду из образца удаляют сушкой при постоянной температуре и влажности воздуха, регистрируют скорость испарения в процессе сушки и измеряют количество воды, испарившейся до момента измерения скорости испарения, причем, степень гидрофобизации θ_n определяют по формуле:

$$\theta_n = \frac{W_2 - W_1}{W_2},$$

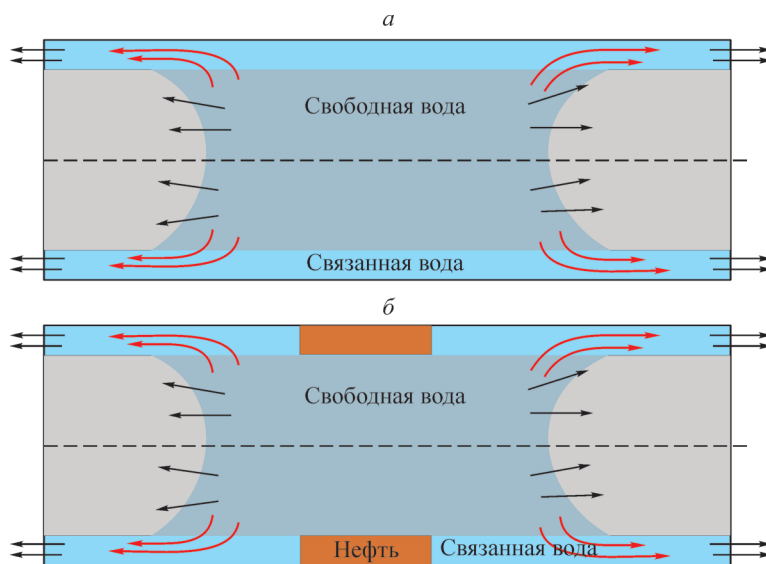
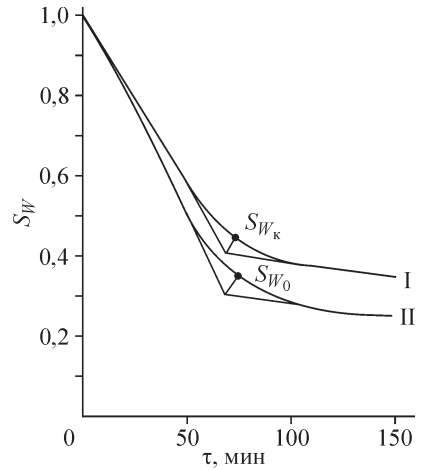


Рис. 4. Схема полностью гидрофильного (а) и частично гидрофобного (б) порового канала

Рис. 5. Кривые сушки: гидрофобизованного образца (I) и того же образца после устранения гидрофобизации (II)

где W_1 — количество воды, испарившейся до момента изменения скорости испарения при наличии гидрофобизации; W_2 — то же, после устранения гидрофобизации.

На гидрофильной поверхности или на гидрофильных участках поверхности в случае ее частичной гидрофобизации (рис. 4), перенос воды к устьям пор, где происходит испарение, осуществляется за счет пленочного течения. Испарение при этом условии протекает с постоянной скоростью, так как при наличии в порах свободной воды остается постоянной толщина пленки в устьях пор, что обеспечивает постоянство площади поверхности испарения. Кривая сушки при этом имеет прямолинейный участок. Гидрофобизация поверхности затрудняет пленочный влагоперенос в порах образца, снижает его скорость, создает разрывы пленки. В результате сушка с постоянной скоростью прекращается раньше, чем свободная вода будет полностью удалена из образца. Испарение свободной воды, граничащей с гидрофобными участками поверхности, окажется замедленным, так как будет действовать диффузный механизм переноса, а не пленочное течение. Перегиб кривой сушки при наличии гидрофобизации поверхности пор образца наступает раньше, чем в ее отсутствии (рис. 5).



3. МЕТОДИКИ ИЗУЧЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ И ПОВЕРХНОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД ПО КЕРНУ

При изучении коллекторов нефти и газа существенную роль играют методы исследования, которые позволяют прямо или косвенно характеризовать поверхностные свойства образцов. К ним относятся прямые адсорбционные измерения, гранулометрический анализ, характеризующий общую дисперсность осадочных пород, и определение емкости катионного обмена, которая связана функциональной зависимостью с потенциалом собственной поляризации.

Изучение адсорбции воды позволяет судить как о смачиваемости пород водой и их общей гидрофильности, так и косвенно характеризовать глинистость пород.

Гранулометрический состав, а особенно содержание высокодисперсных фракций, тесно связаны с фильтрационными и емкостными параметрами продуктивных пород и учитываются многими классификациями пород по их коллекторским свойствам.

Емкость катионного обмена настолько информативна при оценке коллекторских свойств пород, что некоторые авторы предлагают использовать этот параметр в качестве одного из основных при документации скважин.

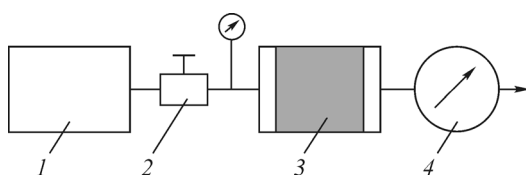
В данной работе эти исследования проводились на всей коллекции образцов пород. При этом использовались известные методы определений, которые в некоторых случаях исполнялись специальными методологическими разработками.

3.1. Методика определения абсолютной проницаемости породы

Под абсолютной проницаемостью пород принято принимать проницаемость пористой среды, которая определена при наличии лишь одной какой-либо фазы, химически инертной по отношению к породе. Абсолютная проницаемость – свойство породы, и она не зависит от свойств фильтрующейся жидкости или газа и перепада давления, если нет взаимодействия флюидов с породой [45].

Коэффициент абсолютной проницаемости определялся по воздуху при малых давлениях. Прибор (рис. 6) состоит из редуктора 2, присоединенного к системе сжатого воздуха 1 (до 0,15 МПа). От редуктора, позволяющего регулировать давление, газовая линия идет на вход кернодержателя 3. На входе в кернодержатель установлен манифольд для присоединения образ-

Рис. 6. Схема прибора для определения абсолютной проницаемости горных пород по воздуху (при малых давлениях). Описание в тексте



цов манометра P_1 (измеряет избыточное давление до 0,1 МПа). Объем прошедшего через керн газа, который в дальнейшем поступает в атмосферу, измеряется газовыми часами 4.

Приведем формулы для вычисления коэффициента абсолютной проницаемости.

$$k_{\text{пр}} = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{F \cdot \Delta P};$$

$$k_{\text{пр}} = \frac{\bar{Q} \cdot \mu \cdot L}{F \cdot \Delta P},$$

где $Q = \frac{\bar{V}}{\tau}$, где τ – время, в течении которого через керн прошел объем газа V по газовым часам; \bar{Q} – объемный расход газа, приведенный к среднему давлению в керне.

Среднее давление по длине керна определяется выражением

$$\bar{P} = \frac{P_1 + P_a}{2},$$

где $P_1 = P_a + P_{\text{ман}}$ – давление на входе в керн, P_a – атмосферное давление:

$$\bar{P} = \frac{P_{\text{ман}} + 2P_a}{2}.$$

Тогда окончательная формула для коэффициента абсолютной проницаемости примет вид

$$k_{\text{пр}} = \frac{V \cdot \mu \cdot L}{\tau \cdot F} \frac{2P_a}{(2P_a + P_{\text{ман}}) \cdot P_{\text{ман}}}.$$

Порядок проведения эксперимента:

- 1) определить размеры керна L и F ;
- 2) определить вязкость воздуха;
- 3) установить желаемое давление редуктором 2 (например, 0,1 МПа);
- 4) измерить объем газа по газометру, зафиксировав время измерения;
- 5) поменять скорость фильтрации газа и продолжают измерения;
- 6) построить график зависимости расхода воздуха от перепада давления.

3.2. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ ПОРОДЫ

Коэффициент открытой пористости определялся по способу И.А. Преображенского. Открытая пористость – это отношение объема открытых, сообщающихся пор к объему образца. Объем открытых пор определяется объемом керосина, вошедшего в поровое пространство керна, а объем образца – гидростатическим взвешиванием насыщенного керосином образца в керосине.

Взвешивают сухой и насыщенный керосином под вакуумом образец в воздухе и образец, насыщенный керосином, – в керосине.

Пусть P_1 – масса сухого образца в воздухе; P_2 – масса образца с керосином в воздухе; P_3 – масса насыщенного керосином образца, помещенного в керосин; ρ_k – плотность керосина. Тогда объем пор в образце

$$V_{\text{пор}} = \frac{P_2 - P_1}{\rho_k},$$

а объем образца

$$V_{\text{обр}} = \frac{P_2 - P_3}{\rho_k}.$$

Коэффициент открытой пористости образца

$$k_{\text{оп}} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} \frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_3}.$$

Порядок выполнения работы:

- 1) определяют массу сухого чистого образца породы в воздухе (P_1);
- 2) образец насыщают керосином под вакуумом (вакуумирование продолжается в течение 30–40 мин до полного прекращения выделения пузырьков воздуха);
- 3) после насыщения образец привязывают к проволоке и взвешивают в керосине (P_2);
- 4) вынимают из керосина, удаляют избыток керосина и вновь взвешивают (P_3);
- 5) определяют массу проволоки в керосине, на которой был подвешен образец [45].

3.3. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ПОРОДЫ

Гранулометрический анализ выполняется для терригенных пород и необходим при изучении генезиса пород, при подсчете запасов и составлении проекта разработки, при интерпритации материалов ГИС.

Под гранулометрическим анализом пород понимают количественное определение относительного содержания в них частиц различного размера (фракций). Отдельные фракции песчано-глинистых пород выделяют при помощи ситового и седиментометрического (мокрого) анализа. Предварительно экстрагированный образец дробят на мелкие кусочки в 2–3 мм, взвешивают 20–30 г и в фарфоровой посуде подвергают воздействию 1 н соляной кислоты (НСl). Полученную суспензию переносят в стакан и центрифугируют 3 мин при вращении ротора 3000 об/мин.

Раствор над осадком сливают в мерную колбу для дальнейшего анализа содержания растворимых в соляной кислоте соединений: карбонатов кальция, магния, железа, окислов алюминия и железа. Обработку соляной кислотой производят 6 раз, каждый раз сливая раствор над осадком в мерную колбу. Затем суспензию обрабатывают дистиллированной водой (предварительно прокипяченной для удаления углекислого газа) и титруют 0,1 н раствором щелочи (NaOH или KOH). При таком способе гранулометрического анализа получают сведения об обменных катионах глинистых минералов, находящихся в породе и диспергируют глинистые частицы для проведения седиментационного (пипеточного) анализа [46]

После этого суспензию переносят в цилиндр емкостью 1 л, пропуская через сито с размером отверстий 100 мкм. Коллоидно-дисперсные частицы, находящиеся в цилиндре разделяются на фракции с помощью специально откалиброванной пипетки.

Метод основан на различной скорости оседания частиц разного размера в вязкой жидкости. Рассчитывают скорость падения частиц породы в жидкости по формуле Стокса: $u = (gd^2/18\nu)(\rho_n/\rho_{\text{ж}} - 1)$. Для ускоренного проведения расчетов составляют специальную таблицу [36]. После проведения пипеточного анализа оставшиеся частицы размером больше 50 мкм присоединяют к частицам, находящимся на сите с размером отверстий 100 мкм, и проводят ситовой анализ – последовательно просеивают через сита с уменьшающимся диаметром отверстий. Полученные результаты сводят в таблицу и прибегают к графическому изображению данных.

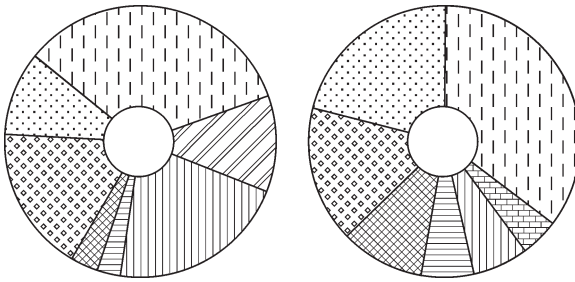


Рис. 7. Изображение гранулометрического состава образца на циклограмме. Секторы показывают содержание различных фракций

Обычно применяют два вида диаграмм: гистограмму и циклограмму (рис. 7).

При использовании гистограмм процентное (весовое) содержание каждой фракции изображают колонками, причем основание колонок делают одинаковыми. При таком изображении масштаб по оси абсцисс не выдерживается, но высота колонок соответствует процентному содержанию фракций. Также строят кумулятивную кривую (рис. 8), которая является интегральной кривой. Эту кривую строят путем суммирования процентных содержаний каждой фракции в последовательном порядке, после чего точки соединяют плавной кривой. Количественное определение относительного содержания частиц различной величины в породе можно провести с помощью лазерного дифракционного микроанализатора размеров частиц «Analysetta-22». Пример определения представлен на рис. 9.

Методика определения заключается в следующем:

- 1) подготовить пробу перед измерением. Навеску массой 0,2–0,5 г измельчают с добавлением небольшого количества раствора соляной кислоты для устранения цементации;
- 2) включить компьютер;
- 3) включить прибор лазерного дифракционного микроанализатора размеров частиц «Analysetta-22»;
- 4) войти в программу «Analysetta-22» ____ 32 Bit;
- 5) проверить лазер;
- 6) ввести запись: месторождение, номер скважины, номер образца;
- 7) начать измерение, добавляя измельченную пробу в емкость прибора для измерения;
- 8) после окончания измерения сохранить результат;
- 9) промыть емкость прибора для измерения 2 раза.

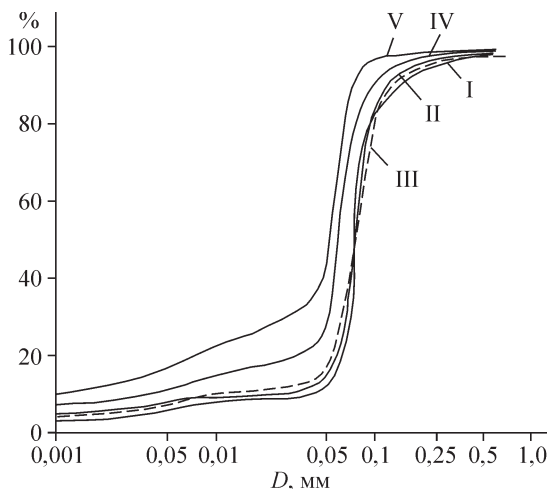


Рис. 8. Пример интегральных кривых гранулометрического состава пород для пяти классов коллекторов

Meas.No. 137	Date 06-27-2006	Time 15:02	Operator Yazynina	ID 7645	Serial No. ECO665
--------------	-----------------	------------	-------------------	---------	-------------------

Y62512

Measuring Range 0.64 [μm] – 596.21 [μm] Pump 70[rpm]
 Resolution 62 Channels (35 mm /226 mm) Stirrer 70[rpm]
 Absorption 14.00 [%] Ultrasonic 100
 Measurement Duration 10 [Scans]

Modell Independant

Fraunhofer Calculation selected.

Interpolation Values... C:\Program Files\A22_32\Fritsch\HIMNT_1.FPS

***** %	<=	0.100 μm	1.1 %	<=	1.000 μm	2.8 %	<=	2.000 μm
4.4 %	<=	3.000 μm	5.7 %	<=	4.000 μm	6.9 %	<=	5.000 μm
8.0 %	<=	6.000 μm	9.0 %	<=	7.000 μm	9.9 %	<=	8.000 μm
10.8 %	<=	9.000 μm	11.7 %	<=	10.000 μm	20.4 %	<=	20.000 μm
29.0 %	<=	30.000 μm	39.6 %	<=	40.000 μm	57.9 %	<=	50.000 μm
78.3 %	<=	60.000 μm	92.1 %	<=	70.000 μm	97.6 %	<=	80.000 μm
99.5 %	<=	90.000 μm	99.9 %	<=	100.000 μm	100.0 %	<=	200.000 μm
100.0 %	<=	300.000 μm	100.0 %	<=	400.000 μm	100.0 %	<=	500.000 μm
100.0 %	<=	600.000 μm						

Interpolation Values... C:\Program Files\A22_32\Fritsch\10_90.FPV

5.0 %	<=	3.442 μm	10.0 %	<=	8.137 μm	15.0 %	<=	13.818 μm
20.0 %	<=	19.600 μm	25.0 %	<=	25.316 μm	30.0 %	<=	31.124 μm
35.0 %	<=	36.265 μm	40.0 %	<=	40.269 μm	45.0 %	<=	43.355 μm
50.0 %	<=	46.106 μm	55.0 %	<=	48.586 μm	60.0 %	<=	50.990 μm
65.0 %	<=	53.301 μm	70.0 %	<=	55.611 μm	75.0 %	<=	58.249 μm
80.0 %	<=	60.913 μm	85.0 %	<=	64.201 μm	90.0 %	<=	68.150 μm
95.0 %	<=	74.524 μm	99.0 %	<=	85.636 μm			

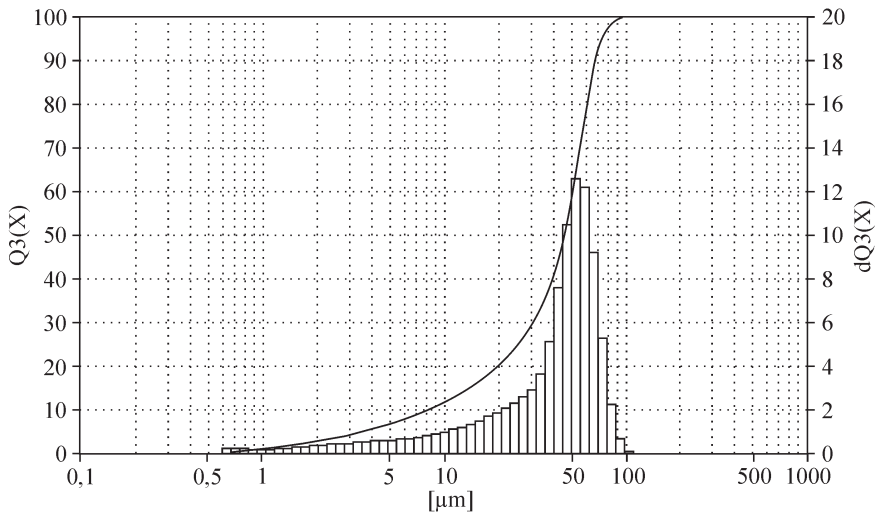


Рис. 9. Данные гранулометрического анализа, полученные на «Analysetta-22»

3.3.1. Лазерный дифракционный микроанализатор размеров частиц «Analysetta-22». Устройство He-Ne лазера

Развитие лазерной техники определяет широкое применение лазеров в различных областях науки. В настоящее время созданы лазеры, генерирующие излучение в инфракрасном, видимом и ультрафиолетовом диапазонах длин волн. Наиболее простым и доступным среди газовых лазеров является гелий-неоновый лазер, работающий на возбужденных атомах гелия и неона.

He-Ne лазер был первым газовым лазером непрерывного действия. Он появился в 1961 г. и стал родоначальником огромного семейства газовых лазеров.

Лазер представляет собой источник монохроматического когерентного света с высокой направленностью светового луча. Гелий-неоновые (He-Ne) лазеры относятся к классу газовых непрерывных лазеров. Имея невысокую мощность излучения (не более 100 мВт), они просты в эксплуатации, относительно дешевы, излучают в видимой области спектра, обладают достаточно высокой стабильностью излучения. Все это вместе взятое сделало He-Ne лазеры очень доступными и популярными.

Разберемся подробнее с устройством He-Ne лазера. Накачка в этом лазере, как и во многих других, осуществляется с помощью электрического разряда и происходит в два этапа:

1. Гелий (He) служит носителем энергии возбуждения и передает энергию атомам неона (Ne).

2. Возбужденные атомы неона (Ne), переходя в основное состояние, дают лазерное излучение.

Электроны, образующиеся в результате электрического разряда, при столкновениях возбуждают атомы гелия, которые переходят с основного энергетического уровня 1 в возбужденное состояние на уровень 3 (рис. 10).

Когда среда поглощает энергию (доставленную любым способом, например, фотонами), то ее часть запасается (поглощается) в виде энергии возбужденных атомов или молекул. Молекула, атом или ион из возбужденного состояния может перейти на более низкий энергетический уровень самопроизвольно (спонтанно) или под действием внешнего электромагнитного излучения (вынужденно) с частотой, равной частоте кванта, испущенного спонтанно.

Эти переходы могут сопровождаться излучением, называемым соответственно спонтанным или вынужденным, причем частота излучения определяется соотношением:

$$h\nu = E_j - E_i,$$

где E_j и E_i – энергетические уровни, между которыми осуществляется переход, сопровождающийся излучением кванта энергии, дополнительного к кванту внешнего электромагнитного излучения, его вызвавшего.

Генерация оптических колебаний может возникнуть только в том случае. Если вынужденное излучение, раз возникнув, будет вызывать новые акты вынужденного излучения.

Для создания такого процесса активную среду помещают в оптический резонатор, представляющий собой систему двух зеркал, между которыми располагается активная среда (рис. 11). Система зеркал позволяет выбрать преимущественное направление движения фотонов – вдоль оси, или точнее, под очень малыми углами к ней. Оптический резонатор обеспечивает многократное

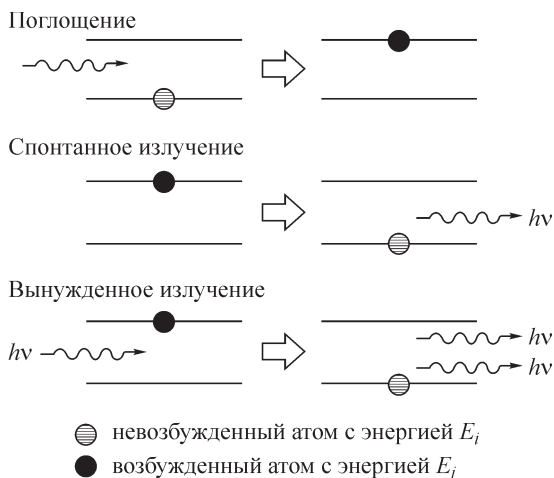


Рис. 10. Виды излучения

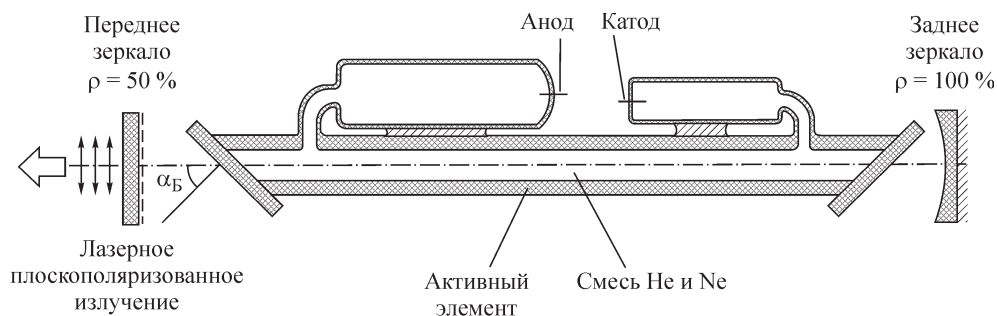


Рис. 11. Устройство излучателя He-Ne лазера

происхождение световых волн, распространяющихся вдоль оси по усиливающейся среде, вследствие чего достигается высокая мощность излучения.

Активный элемент помещен в резонатор из полупрозрачного плоского зеркала и сферического вогнутого зеркала с коэффициентом отражения $\sim 0,98$. Радиус кривизны сферического зеркала выбирается равным длине резонатора для увеличения КПД и улучшения качества (монохроматичности, пространственной и временной когерентности) лазерного излучения.

Использование такой ориентации окон позволяет получить плоскополяризованное излучение с ориентацией светового вектора в плоскости рисунка, что немаловажно для многих случаев применения лазера. В трубку впаяны электроды, а сама она заполнена смесью He ($p = 1$ мм рт. ст.) и Ne ($p = 2$ мм рт. ст.).

При подаче высокого напряжения между анодом и катодом внутри активного элемента зажигается электрический разряд, которым производится накачка. В зависимости от способа возбуждения разряда активные элементы бывают с горячим и холодным катодом.

При использовании схем с горячим катодом электрический разряд зажигается коротким высоковольтным импульсом и поддерживается постоянным высоким (но более низким, чем при поджиге) напряжением.

В схемах с холодным катодом применяется высокочастотный электрический разряд.

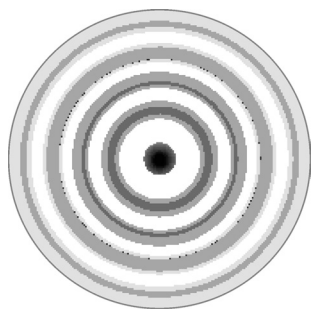
Активные элементы с холодным катодом более долговечны (срок службы более 20000 часов) и обладают лучшими характеристиками излучения. Однако активные элементы с горячим катодом позволяют получить лазеры с большей выходной мощностью излучения.

Количественное определение относительного содержания частиц различной величины в породе осуществлялось с помощью лазерного измерителя частиц «Analysette-22».

Лазерный измеритель частиц «Analysette-22» — это устройство универсального применения для определения распределения по размерам частиц твердых веществ или аэрозолей в жидкости или газах (суспензии, эмульсии или аэрозоли). Лазерный измеритель частиц «Analysette-22» всегда состоит из измерительного устройства, диспергирующего устройства, компьютера и принтера.

Принцип действия (физический). Когда свет одной и той же длины волны (монохроматический свет) попадает на границу раздела двух сред с различным показателем преломления, он отклоняется (преломляется). Из-за интерференции, которая возникает в этом процессе, происходит дифракционная картина. Это происходит, например, если сферическая частица освещена параллельным, монохроматическим светом («дифракционная картина

Рис. 12. Дифракция Фраунгофера



Фраунгофера» – по имени человека, который обнаружил), что она появляется в фокальной плоскости линзы в луче света позади частицы из-за интерференции коротких волн, преломляющихся на разделе. Дифракционная картина круглого диска или сферической частицы, которая является видимой в фокальной плоскости, состоит из

поочередно светлых и темных концентрических колец (рис. 12).

Диаметр частицы может быть рассчитан по радиусу колец R_0 , длине волны света и фокусному расстоянию f линзы. Диаметр обратно пропорционален радиусу первого круга света, обусловленного дифракцией.

$$d = \frac{1,84 \cdot f \cdot \lambda}{R_0}.$$

Это упрощенное уравнение может применяться только в том случае, если частицы одинакового размера перемещаются в луче, и их размер рассчитывается при помощи дифракционной картины. Так как надо определять смеси нескольких различных классов размеров частиц, то применяют матричное исчисление.

Согласно теории Фраунгофера, матрица была вычислена на компьютере заранее и сохранена на твердом диске. Но вышеупомянутая теория Фраунгофера действительна только в диапазоне, в котором длина волны монохроматического света будет короче диаметра измеряемой частицы.

Если отношение диаметра частицы к длине волны приближается к единице или фактически понижается ниже, на структуру дифракционной картины влияют материальные постоянные (коэффициенты поглощения и преломляющие индексы) пробы и окружающей среды.

В случае гелий-неонового лазера с длиной волны $0,6328 \mu\text{м}$ для оценки измерения в абсолютных значениях эти параметры должны быть приняты во внимание для частиц с диапазоном в $1 \mu\text{м}$. И тогда распределение размера больше не должно вычисляться в соответствии с теорией Фраунгофера; и должна использоваться так называемая теория Ми.

Точная теория Ми используется в программе «Analysette-22», если после выбора входящего окна показатель преломления и коэффициент поглощения введены, т.е. когда значения не равны «0».

Коэффициент поглощения и показатель преломления пробы и жидкой суспензии затрагивает элементы матрицы, используемой для вычисления распределения размеров частиц. Отдельная матрица должна быть вычислена для любой комбинации из этих трех определенных количеств материала и расстояния до ячейки.

Программа вычисляет эту матрицу одновременно с вычислением распределения размеров частиц без заметного увеличения времени измерения.

Вычисление распределения размера частиц в соответствии с теорией Фраунгофера может использоваться для мелких проб с неизвестными оптическими постоянными. Дифракционные картины с максимумами и минимумами, которые также происходят в области Ми дисперсии, делают возможным измерения распределения размера в соответствии с теорией дифракции также в граничной области между теориями Фраунгофера и Ми (размер частицы равен или слегка меньше длины волны).

Опыт показал, что результаты, которые являются относительно правильными и абсолютно повторяемыми, могут быть вычислены до размера частицы 0,2 мкм.

Принцип действия (оптико-технический). Технология, применяемая в лазерном определителе частиц «Analysette-22», основана на принципе анализа дифракционной картины, но использует улучшенную схему оптических компонентов.

Прежде чем луч света достигнет измерительную ячейку, т.е. сходящийся луч освещает измеряемую частицу или каплю, система линзы фокусирует его в точку. Так как позади измерительной ячейки нет отражающей линзы, расстояние между измерительной плоскостью и датчиком, расположенном в центре сфокусированного луча, можно выбрать очень минимальным. Короткое расстояние позволяет измерять свет под большим углом дифракции, т.е. светом от маленьких частиц.

Многоэлементный датчик в плоскости сфокусированного лазерного луча состоит из 31 отдельного концентрически расположенного светочувствительного элемента, которые измеряют зависимую от угла интенсивность преломленного света. Программа компьютера устанавливает распределение размера полной частицы, собранной из множества дифракционных картин, записанных в течение одного измерительного цикла.

Точный измерительный диапазон системы определяется расстоянием от образца до датчика. При измерении расстояния меняется измерительный диапазон.

При помещении измерительной ячейки около датчика снимается измерительный диапазон для относительно маленьких частиц, так как на коротком расстоянии свет преломляется под большими углами. Когда расстояние

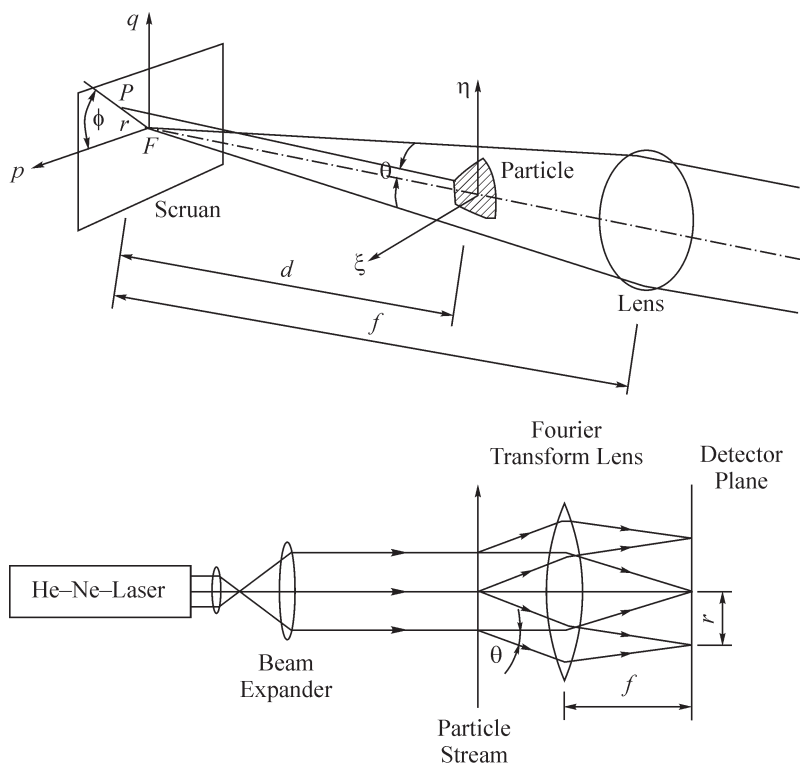


Рис. 13. Схема работы лазерного анализатора «Analysette-22»

между измерительной ячейкой и датчиком большое, свет, который получен на датчике, является светом, который отклоняется большими частицами под маленьким углом, следовательно, это – измерительный диапазон для больших образцов.

Чтобы привести многократное измерение с N единичными измерениями $N \cdot 31$ измерительными каналами, ячейку следует переместить в N положений. Программа вычисляет из $N \cdot 31$ измеренных значений распределение размеров частиц в $N \cdot 31$ размерных классах (рис. 13) [47].

3.4. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЕМКОСТИ ОБМЕНА ПОРОДЫ

Существенное влияние, которое оказывает глинистость на коллекторские свойства газонефтедержащих горных пород на результаты разработки месторождений углеводородного сырья, обусловлено высокой дисперсностью и поверхностной активностью глинистых минералов, их способностью адсорбировать воду и углеводороды, способностью к электролитической диссоциации с образованием на поверхности частиц двойного электрического слоя с обменными катионами во внешней обкладке.

В практике лабораторного изучения керна принято выражать глинистость через содержание в породе той или иной высокодисперсной гранулометрической фракции, в которой преобладают глинистые минералы, а именно: <1, <2.

Ввиду того что между поверхностно-активными глинистыми минералами и другими значительно менее активными минералами, слагающими обломочные породы, нет четкой гранулометрической границы и любая гранулометрическая характеристика глинистости более или менее условна, возникает необходимость использования дополнительных критериев, к какому относится емкость катионного обмена

Алюмосиликаты – это глинистые минералы, способные образовывать различные типы структур кристаллического строения: каолинит, монтмориллонит, гидрослюда, хлорит, смешаннослойные минералы и др. Именно они имеют большую удельную поверхность, способны к ионному обмену, адсорбции и набуханию. Далее под словом глины мы будем иметь в виду алюмосиликаты.

Так как алюмосиликаты имеют только им присущее свойство – емкость обмена, т.е. способны адсорбировать на свою поверхность катионы и обменивать их на другие катионы, то это свойство было использовано для определения вида алюмосиликата в породе. Каждый их вид имеет свою величину емкости обмена, например монтмориллонит имеет емкость обмена 80–100 мг-экв/100 г породы [23].

В настоящее время разработаны различные способы определения емкости обмена. Величина емкости обмена выражается в мг-экв на 100 г абсолютно сухой породы. Существующие методики определения емкости обмена основаны на реакции обмена катионами обменного комплекса и заданным катионом [46].

Для проведения реакции обмена используют различные неорганические (NH_4Cl) и органические (метиленовый голубой) соли.

Среди способов определения Q_{100} наибольшей простотой и экспрессностью характеризуется способ адсорбции катиона метиленового голубого.

Краситель метиленовый голубой (МГ) хорошо растворяется в воде, частично диссоциируя на органические катионы и неорганические анионы. Своей окраской растворы МГ обязаны катиону. Способ определения ем-

кости обмена по метиленовому голубому основан на уменьшении концентрации и окраски его раствора вследствие обменной диссоциации катионов красителя частицами обрабатываемой породы.

Концентрация раствора МГ определяется фотоколориметром, в котором световой поток, проходя через окрашенный раствор, теряет свою первоначальную интенсивность [48].

В данной работе емкость катионного обмена определялась в две стадии: 1) обмен катионов на ион водорода; 2) обмен иона водорода на K^+ или Na^+ .

Методика определения вида алюмосиликата заключалась в следующем:

1. Подготовка проб. В подготовку проб к анализу входит измельчение образца, которое следует выполнять осторожно, чтобы избежать дробления зерен минералов. Подготовленную пробу подвергают экстракции хлороформом и спиртом для удаления органических веществ и легкорастворимых солей, затем высушивают в комнатных условиях.

2. Разрушение цементации между зёрнами минералов с помощью 1 н соляной кислоты.

3. Размягченную пробу диспергируют легким растиранием, центрифугируют, прозрачную жидкость сливают в стакан. Обработку кислотой проводят до исчезновения ионов кальция в промывочной жидкости. Потом для удаления кислоты пробу промывают водой.

4. Твердые частицы с помощью мешалки взбалтывают в воде и вновь осаждают центрифугированием. Промывку водой повторяют до отрицательной реакции на хлор (определяют добавлением азотнокислого серебра), сливая прозрачный раствор после центрифугирования в тот же стакан.

5. Собранная при промывке солянокислая вытяжка поступает на химический анализ для определения содержания $CaSO_4$, $CaCO_3$, $MgCO_3$, Fe_2O_3 , Al_2O_3 , перешедшие в раствор при обработке пробы.

6. Образующуюся стойкую дисперсию пробы немедленно титруют потенциометрически 0,1 н раствором NaOH. По полученной кривой титрования находят количество миллилитров щелочи, NaOH, пошедшее на титрование пробы, и определяют емкость обмена породы.

Выполнение работы:

1) подготовить стеклянный электрод и электрод сравнения;

2) приготовить 0,1 н раствор гидроксида натрия, NaOH;

3) включить pH-метр в сеть и дать ему прогреться;

4) установить бумагу в самописец;

5) титруют пробу приготовленным 0,1 н раствором гидроксида натрия, NaOH;

6) по полученной кривой титрования находят количество миллилитров NaOH, пошедшего на титрование пробы;

7) емкость обмена породы в мг-экв на 100 г породы находят по формуле:

$$Q_n = [(n_{\text{щел}} \cdot V_{\text{щел}}) / g_{\text{ас}}] \cdot 100,$$

где $V_{\text{щел}}$ – объем щелочи, пошедший на нейтрализацию пробы, мл; $n_{\text{щел}}$ – нормальность раствора щелочи, мг-экв/мл; $g_{\text{ас}}$ – абсолютно сухая навеска породы, г;

Емкость обмена в пересчете на глинистую фракцию (фракция < 1 мкм) находят по формуле:

$$Q_{г.л} = (Q_n / \sum_1) \cdot 100,$$

где \sum_1 – фракция < 1 мкм, г.

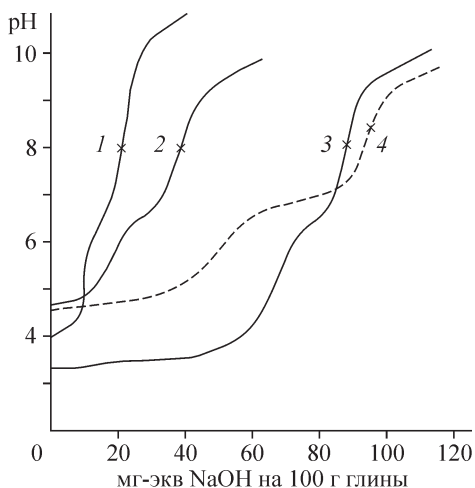


Рис. 14. Пример кривых потенциометрического титрования мономинеральных глин.

1 – каолинит, 2 – гидрослюда, 3 – морденит, 4 – монтмориллонит

Сопоставляя полученное в результате опыта значение $Q_{\text{гл}}$ с известными литературными данными для различных глинистых минералов, можно определить, какой глинистый минерал находится в данной углеводородосодержащей породе. Пример кривой потенциометрического титрования представлен на рис. 14.

3.4.1. Метод потенциометрического титрования (титратор)

Чтобы определить емкость обмена глины, H-глину титруют раствором щелочи известной нормальности методом потенциометрического титрования.



Потенциометрическое титрование относится к электрохимическим методам и проводится с помощью титраторов со стеклянными и каломельными электродами (рис. 15). Стеклянный электрод измеряет активность ионов водорода (pH). Внутренняя и внешняя поверхность стекла мембраны этого электрода гидратирована, внутренняя поверхность мембраны контактирует с раствором соляной кислоты известной концентрации, а внешняя – с раствором, pH которого неизвестен и должен быть измерен. То есть существуют две границы раздела: стекло – исследуемый раствор, стекло – внутренний электролит. Поскольку в исследуемом растворе концентрация ионов водорода обычно меньше, чем в довольно концентрированном внутреннем растворе, внешняя поверхность электрода отрицательно заряжена по отно-

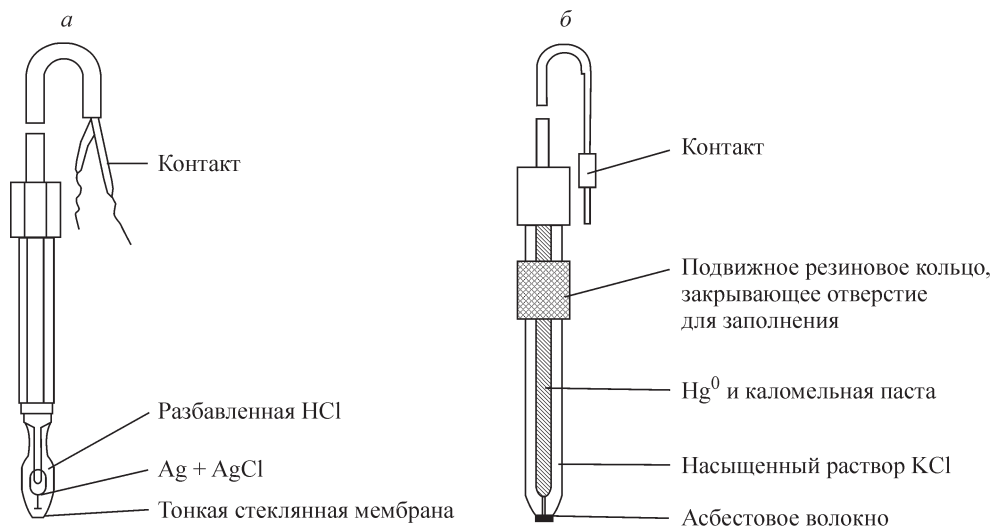


Рис. 15. Электроды: а – стеклянный, б – сравнения, каломельный

шению к внутренней. Потенциал меняется только при изменении концентрации ионов водорода в исследуемом растворе.

Электрод сравнения имеет известный потенциал, не зависящий от состава исследуемого раствора. В действительности электрод сравнения представляет собой солевой мостик и электрод, объединенные в одном элементе. Внутренняя трубка, к которой прикреплен провод, состоит из каломельной пасты и металлической ртути. Трубка находится в контакте с раствором хлорида калия, который также служит мостиком к исследуемому раствору, контакт с которым осуществляется через асбестовые волокна или пористый стеклянный цилиндр.

Потенциал насыщенного каломельного электрода относительно нормального водородного электрода равен +246 мВ. Если водородный электрод, потенциал которого меняется в зависимости от состава, и электрод сравнения с постоянным потенциалом погрузить в исследуемый раствор, то получится гальванический элемент. Электродвижущая сила этого элемента зависит от концентрации ионов водорода.

Результатом потенциометрического титрования является кривая зависимости рН раствора от объема добавленного титранта, гидроксида натрия NaOH.

Для водных суспензий глин все кривые потенциометрического титрования имеют характерную двухступенчатую форму. Два скачка потенциала связаны с двумя (по меньшей мере) видами обменных центров на поверхности минералов глин. Точка эквивалентности кривой потенциометрического титрования отвечает середине второго скачка потенциала, и она для всех исследованных глин лежит в щелочной области значений рН [49].

3.5. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ УДЕЛЬНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Определение удельной поверхности по адсорбции из паров воды основано на уравнении

$$S_p = a_m N \omega_0,$$

где a_m – емкость «условного монослоя», моль H_2O /г сух. породы; N – число Авогадро, $6 \cdot 10^{23}$ [1/моль]; ω_0 – молекулярная посадочная площадка адсорбированного вещества на поверхности, m^2 . Тогда величина удельной поверхности имеет размерность m^2 /г сух. породы.

Величина a_m (или W_m) экспериментально определяется по результатам адсорбционных измерений. Переход от W_m , выраженного в мг H_2O /г сух. породы, к a_m в моль H_2O /г сух. породы осуществляется с помощью соотношения W_m [мг/г сух. породы]/ $18 \cdot 10^3 = a_m$ [моль/г сух. породы]. Значение ω_0 может меняться в зависимости от природы адсорбента. Для воды рекомендуется принимать

$$\omega_0 = 10,8 \cdot 10^{-20} m^2.$$

Расчетный метод. Для получения оценочных величин удельной поверхности можно применять расчетные методы, основанные на данных гранулометрического состава или на корреляции величины удельной поверхности породы с каким-либо показателем ее свойств.

В предположении, что частицы имеют правильную геометрическую форму (сферическую, кубическую, пластинчатую и т.д.) и геометрические параметры элементарных частиц известны, удельную поверхность можно оценить следующим образом. Пусть частицы имеют пластинчатую форму с параметрами a , b и c , тогда поверхность одной частицы $s = 2(ab + be + ac)$. Объем одной частицы $V = abc$, а ее масса $m = pV$ (p – плотность частицы).

Число частиц пластинчатой формы, образовавшихся из 1 г их вещества, $N = 1/m = 1/abc$. Тогда суммарная удельная поверхность частиц равна

$$S_p = N_s = \frac{2(ab + bc + ac)}{pabc}.$$

Для частиц сферической и кубической формы $S_p = 6/pr$ (r – диаметр сферы или длина ребра куба). Если для полидисперсной породы известен ее фракционный состав, то, зная процентное содержание фракций, общую удельную поверхность можно оценить по формуле

$$S_p = \frac{aS_1 + bS_2 + cS_3 + \dots + nS_i}{100},$$

где S_1, S_2, S_3, \dots – удельные поверхности отдельных фракций; a, b, c, i – процентное содержание тех же фракций. Расчетный метод можно применять для пород с небольшой степенью дисперсности, например песчаных.

Корреляционные методы. Для глинистых пород оценка величины удельной поверхности по их емкости обмена проводится с помощью соотношения

$$S_p = 5,72 Q_n,$$

где Q_n – емкость обмена глинистой породы, мг-экв на 100 г породы, определенная любым способом (см. разд. 3.4). Этот способ содержит предположение, что удельная поверхность создается лишь наиболее активными адсорбционными центрами глин (в том числе обменными катионами). Поэтому определяемая величина S_p скорее характеризует активную удельную поверхность.

3.6. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ГИДРОФОБИЗАЦИИ ПОВЕРХНОСТИ ПОР ОБРАЗЦА

Методика эксперимента состоит в следующем:

1. Берут образец свежего керна весом 20–25 г из расчета, чтобы его объем пор был менее 1–1,5 см³, вакуумируют при остаточном давлении 10⁻¹ мм рт. ст. в течение 6 ч и насыщают под вакуумом дистиллированной водой. После насыщения и 30-минутного дополнительного вакуумирования образцы извлекают из воды.

2. Насыщенный водой образец помещают в сушильную установку, которая представляет собой весы, помещенные в термостат с постоянной низкой относительной влажностью воздуха 33 % и температурой 25 °С. Влажность поддерживается насыщенным раствором хлористого магния и перемешиванием воздуха в ходе эксперимента встроенным вентилятором. В течение опыта непрерывно регистрируют массу образца и время сушки. В результате получают первую кривую сушки, представляющую собой зависимость влагосодержания от времени сушки.

3. После окончания опыта образец помещают в сушильный шкаф и сушат его при температуре 105 °С до постоянного веса.

4. Образец экстрагируют в аппарате Сокслета последовательно хлороформом и спиртом. Экстракция проводится до прекращения свечения пробы из экстрактора под ультрафиолетовым светом.

5. Экстрагированный образец насыщают дистиллированной водой, как в пункте 1. Получают вторую кривую сушки, как в пункте 2.

Из кривых сушки до и после экстракции находят объемы свободно испарившейся влаги W_1 и W_2 и рассчитывают коэффициент гидрофобизации, который представляет собой долю площади поверхности порового пространства, занятую углеводородами.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ПРИМЕРЕ ОБРАЗЦОВ НОВО-УРЕНГОЙСКОГО (пласты БУ₈–БУ₁₂) И ЯМБУРГСКОГО (пласты БУ₅, БУ₆) МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Исследовались 43 образца неокомской залежи Ново-Уренгойского месторождения, относящегося к юго-восточной части месторождения Уренгойской группы, тангаловской свиты, нижней подсвиты Готеривского и Барремского яруса, и 15 образцов Ямбургского месторождения, представленного песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и породами палеозойского фундамента.

В табл. 1 представлены результаты исследования поверхностных и коллекторских свойств образцов керна месторождения Новый Уренгой в интервале глубин 2755,2–2869 м. Из таблицы следует, что открытая пористость изменяется в пределах 1,7–19,8 %, а эффективная пористость – в пределах 0,2–16,1 %. Согласно классификации [50], образцы керна представлены II–V классами коллекторов. Абсолютная проницаемость изменяется от 339,4 до 1,4 мД.

Степень гидрофобизации порового пространства углеводородами находится в пределах от 0 до 39,4 %. На рис. 16 представлены значения степени гидрофобизации для выбранных классов коллекторов.

Из рисунка следует, что степень гидрофобизации увеличивается с переходом от II класса коллектора к V классу, т.е. гидрофобизация поверхности пор увеличивается с уменьшением пористости.

С уменьшением пористости увеличивается общая адсорбционная емкость, которая представляет собой сумму адсорбционно-связанной воды и адсорбционно-связанной нефти и является фактически толщиной адсорбционного слоя (рис. 17).

В этом слое растет величина адсорбционно-связанной нефти (рис. 18), от которой зависит коэффициент гидрофобизации (рис. 19), поэтому степень гидрофобизации увеличивается с уменьшением пористости.

Абсолютная газопроницаемость изменяется в пределах 1,4–339,4 мД. Она также влияет на степень гидрофобизации – чем меньше проницаемость тем больше степень гидрофобизации (рис. 20).

Коэффициент предельного извлечения углеводородов показывает, как влияют физические свойства породы на углеводородоотдачу. Согласно табл. 1 он изменяется от 10 до 84 %.

В табл. 2 представлены результаты исследования поверхностных и коллекторских свойств образцов керна Ямбургского месторождения в интервале глубин 3138,2–3165 м. Из таблицы следует, что открытая пористость – в пределах 8,0–18,3 %, а эффективная пористость изменяется в пределах 0,2–14,2 %. Согласно классификации [50], образцы керна представлены III–V классами коллекторов. Абсолютная проницаемость варьирует от 43,3 до 1,9 мД.

Фильтрационно-емкостные и поверхностные свойства образцов Ново-Уренгойского месторождения

№ п/п	№ скв.	№ обр.	Интервал отбора керна, м	Глубина отбора керна, м	Возраст	$K_{пр}^{abc}$ $\times 10^{-15} \text{ м}^2$	$K_{о.п.}$ доли единиц	$K_{эф.}$ доли единиц	$S_{во.}$ доли единиц от объема пор	$\Theta_{п.}$ доли единиц площади поверхности	$K_{с.в.}$ доли единиц от объема пор	$K_{с.п.}$ доли единиц от объема пор	$K_{газ.}^{пред}$ доли единиц от объема пор
1	6265	4	2855–2870	2856,6	Неоком	339,4	0,182	0,151	0,169	0,087	0,154	0,015	0,831
2		3	»	2857,2	»	59,7	0,184	0,143	0,222	0,01	0,220	0,002	0,778
3		1	»	2858,6	»	163	0,198	0,161	0,189	0,018	0,186	0,003	0,811
4		2	»	2869	»	150,5	0,158	0,131	0,171	0,072	0,159	0,012	0,829
5	6268	1	2778–2795	2778,3	»	12	0,135	0,074	0,454	0,014	0,448	0,006	0,546
6		2	»	2779	»	20	0,162	0,123	0,242	0,066	0,226	0,016	0,758
7		3	»	2779,5	»	18,5	0,104	0,008	0,926	0,167	0,771	0,155	0,074
8		4	»	2781,5	»	70,4	0,161	0,124	0,231	0,06	0,217	0,014	0,769
9		5	»	2783	»	183,5	0,184	0,151	0,177	0,082	0,162	0,015	0,823
10		6	»	2784,4	»	234,8	0,172	0,144	0,161	0,062	0,151	0,010	0,839
11		7	»	2784,8	»	326	0,182	0,153	0,161	0,094	0,146	0,015	0,839
12		8	»	2786	»	314,7	0,185	0,154	0,17	0,032	0,165	0,005	0,83
13		9	»	2786,8	»	290,7	0,017	0,002	0,9	0	0,900	0,000	0,1
14		10	»	2788	»	1,4	0,072	0,028	0,618	0,036	0,596	0,022	0,382
15	6270	1	2755–2767	2755,2	»	217,9	0,166	0,136	0,182	0,05	0,173	0,009	0,818
16		2	»	2756,5	»	5,3	0,105	0,018	0,827	0,207	0,656	0,171	0,173
17		3	»	2757,2	»								
18		4	»	2758,2	»	63,6	0,162	0,123	0,242	0,062	0,227	0,015	0,758

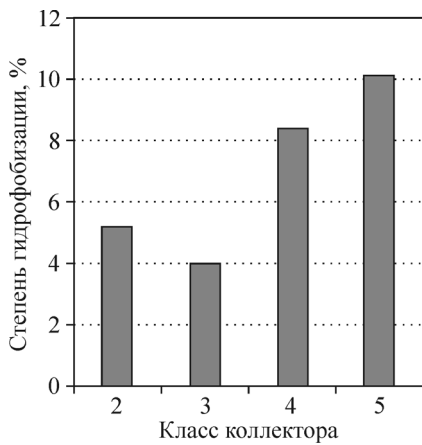


Рис. 16. Изменение степени гидрофобизации по классам коллектора (Ново-Уренгойское месторождение)

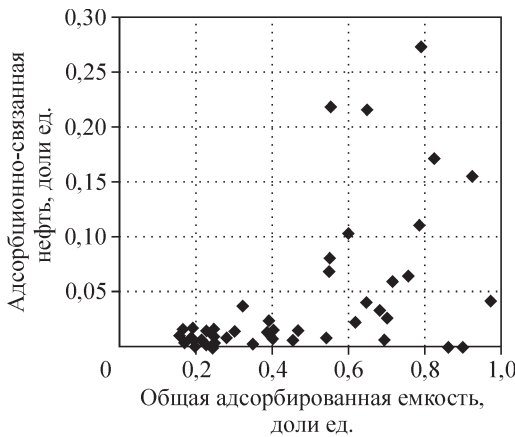


Рис. 17. Зависимость общей адсорбционной емкости от пористости (Ново-Уренгойское месторождение)

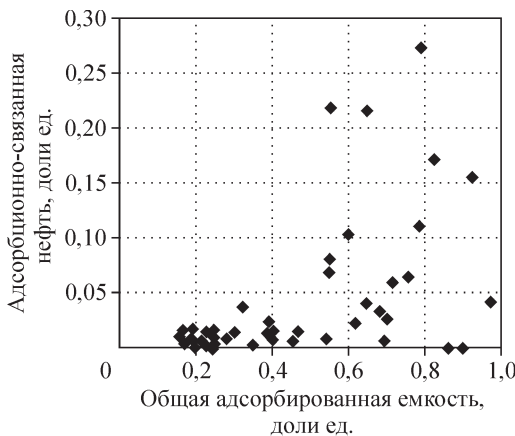


Рис. 18. Зависимость адсорбционно-связанной нефти от общей адсорбционной емкости (Ново-Уренгойское месторождение)

Степень гидрофобизации порового пространства углеводородами изменяется от 1 до 17,2 %. На рис. 21 представлены значения степени гидрофобизации для выбранных классов коллекторов. Из рисунка видно, что степень гидрофобизации увеличивается с переходом от III класса коллектора к V классу, т.е. гидрофобизация поверхности пор увеличивается с уменьшением пористости.

С уменьшением пористости увеличивается общая адсорбционная емкость, которая представляет собой сумму адсорбционно-связанной воды и адсорбционно-связанной нефти и является фактически толщиной адсорбционного слоя (рис. 22). В этом слое растет величина адсорбционно-связанной нефти (рис. 23), от которой зависит коэффициент гидрофобизации (рис. 24), поэтому степень гидрофобизации увеличивается с уменьшением пористости.

Абсолютная газопроницаемость изменяется в пределах от 43,3 до 1,9 мД. Она также влияет на степень гидрофобизации — чем меньше проницаемость тем больше степень гидрофобизации (рис. 25).

Коэффициент предельного извлечения углеводородов показывает, как влияют физические свойства породы на углеводородоотдачу. Согласно табл. 2 он изменяется от 2,8 до 77,8 %.

Проведенные исследования показывают, что и породы Нового Уренгоя и породы Ямбурга гидрофильны. На рис. 26 представлены сравнительные характеристики образцов керна месторождений Уренгоя и Ямбурга по степени гидрофобизации, адсорбционно-связанной нефти и адсорбционно-связанной воды для выделенных классов коллекторов.

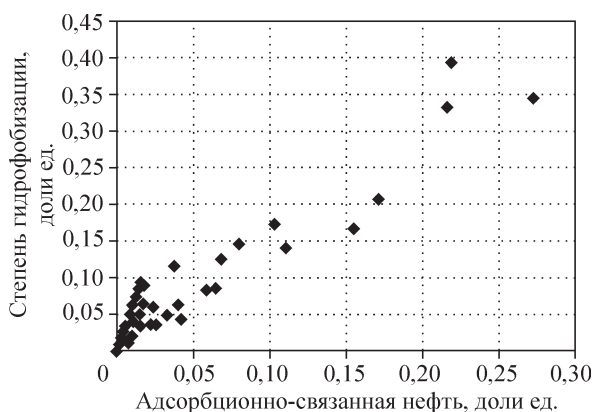


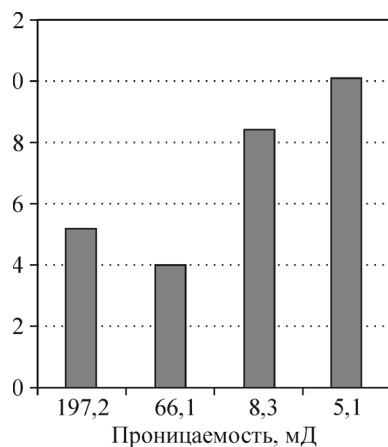
Рис. 19. Зависимость степени гидрофобизации от адсорбционно-связанной нефти (Ново-Уренгойское месторождение)

Из рисунков следует, что степень гидрофобизации и адсорбционно-связанная нефть уренгойских образцов выше ямбургских, а адсорбционно-связанная вода уренгойских образцов ниже ямбургских. То есть образцы ямбургского месторождения гидрофильнее образцов ямбургского месторождения. Пористость и проницаемость также различны (рис. 27, 28). Особенно различна проницаемость.

Степень гидрофобизации увеличивается с уменьшением пористости. Такая зависимость характерна для газовых и газоконденсатных месторождений.

Породы месторождений Нового Уренгоя и Ямбурга в исследованном интервале глубин гидрофильны, имеют высокие значения адсорбционно-связанной воды: до 90 % на Новом Уренгое (см. табл. 1) и до 93 % на Ямбурге (см. табл. 2). При разработке месторождений на режиме истощения часть адсорбционно-связанной воды может перейти в свободное состояние, что приведет к дополнительной обводненности пласта. В силу гидрофильных свойств коллектора вся жидкость впитывается в пласт и удерживается там, формируя области обводнения. Сформированные области могут увеличиваться, тем самым оттесняя конденсат из призабойной зоны глубже в пласт. В процессе эксплуатации зоны, сформированные капиллярно удерживаемой водой, резко уменьшают приток конденсата, что приводит к трудностям в добыче углеводородного сырья.

Рис. 20. Зависимость степени гидрофобизации от проницаемости. Приведены средние значения степени гидрофобизации и проницаемости для выделенных классов коллекторов (Ново-Уренгойское месторождение)



Фильтрационно-емкостные и поверхностные свойства образцов Ямбургского месторождения

№ п/п	№ скв.	№ обр.	Интервал отбора керна, м	Глубина отбора керна, м	Возраст	$K_{пр}^{abs} \times 10^{-15} \text{ M}^2$	$K_{о,п}$ доли единиц	$K_{эф}$ доли единиц	$S_{w,0}$ доли единиц от объема пор	$\Theta_{пр}$ доли единиц от площади поверхности	$K_{с,в}$ доли единиц от объема пор	$K_{с,п}$ доли единиц от объема пор	$K_{г,в}$ доли единиц от объема пор
1	31251	1	3138–3165	3138,1	Неоком	1,9	0,084	0,026	0,693	0,01	0,686	0,007	0,307
2		2	»	3138,6	»		0,151	0,098	0,35	0,006	0,348	0,002	0,65
3		3	»	3139,4	»		0,129	0,059	0,542	0,015	0,534	0,008	0,458
4		4	»	3140,9	»	7,3	0,127	0,057	0,552	0,145	0,472	0,080	0,448
5		5	»	3141,3	»	43,3	0,183	0,142	0,222	0,036	0,214	0,008	0,778
6		6	»	3142,7	»	2,5	0,08	0,002	0,972	0,043	0,930	0,042	0,028
7	31259	1	»	3138,3	»	11,9	0,157	0,094	0,402	0,038	0,387	0,015	0,598
8		2	»	3139,4	»	7,1	0,126	0,050	0,6	0,172	0,497	0,103	0,4
9		3	»	3140,7	»	4,7	0,118	0,071	0,398	0,02	0,390	0,008	0,602
10		3а	»	3140,7	»	9,8	0,116	0,071	0,389	0,033	0,376	0,013	0,611
11		4	»	3141,5	»	9,5	0,105	0,030	0,714	0,082	0,655	0,059	0,286
12		5	»	3141,8	»	11,5	0,173	0,131	0,24	0,012	0,237	0,003	0,76
13		6	»	3142,6	»	27,7	0,17	0,131	0,227	0,011	0,225	0,002	0,773
14		7	»	3144,5	»	2,6	0,064	0,016	0,756	0,085	0,692	0,064	0,244
15		8	»	3145,3	»	11,5	0,165	0,118	0,282	0,031	0,273	0,009	0,718

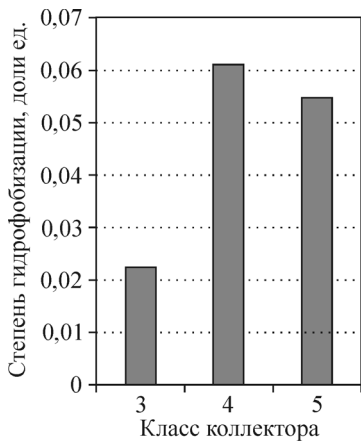


Рис. 21. Изменение степени гидрофобизации по классам коллектора (Ямбургское месторождение)

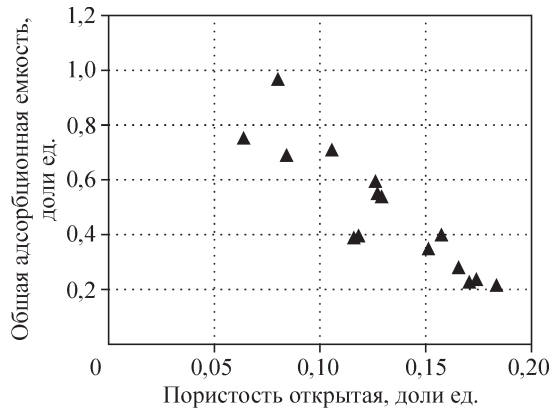


Рис. 22. Зависимость общей адсорбционной емкости от открытой пористости (Ямбургское месторождение)

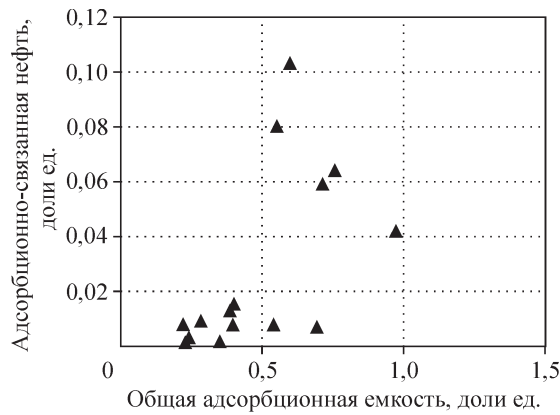


Рис. 23. Зависимость адсорбционно-связанной нефти от общей адсорбционной емкости (Ямбургское месторождение)

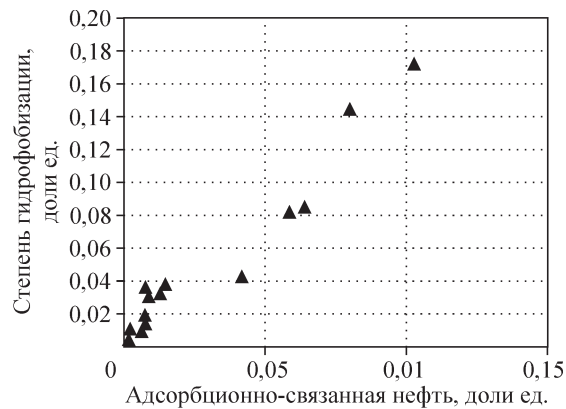


Рис. 24. Зависимость степени гидрофобизации от адсорбционно-связанной нефти (Ямбургское месторождение)

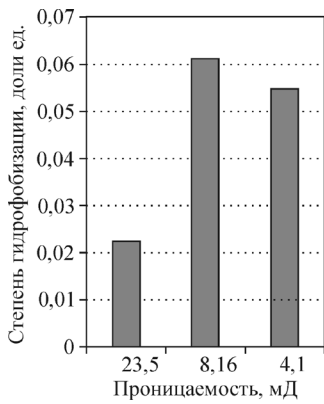


Рис. 25. Зависимость степени гидрофобизации от проницаемости. Приведены средние значения степени гидрофобизации и проницаемости для выделенных классов коллекторов (Ямбургское месторождение)

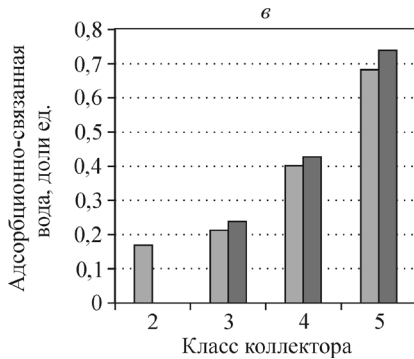
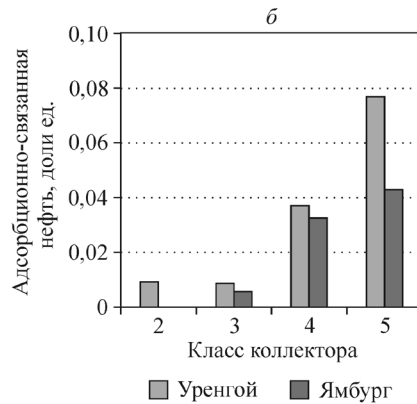
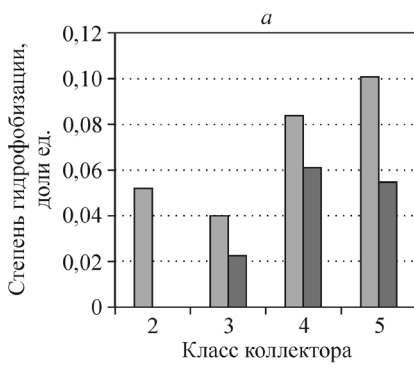


Рис. 26. Сравнительная характеристика степени гидрофобизации (а), адсорбционно-связанной нефти (б) и адсорбционно-связанной воды (е) образцов ядра Уренгоя и Ямбурга для выделенных классов коллекторов

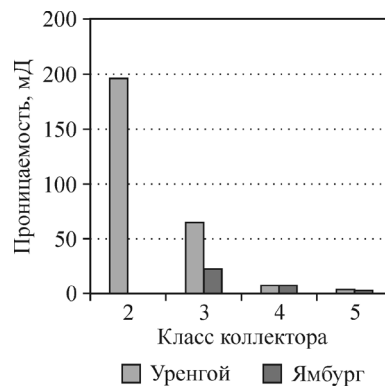
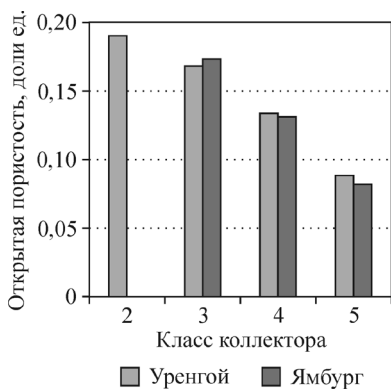
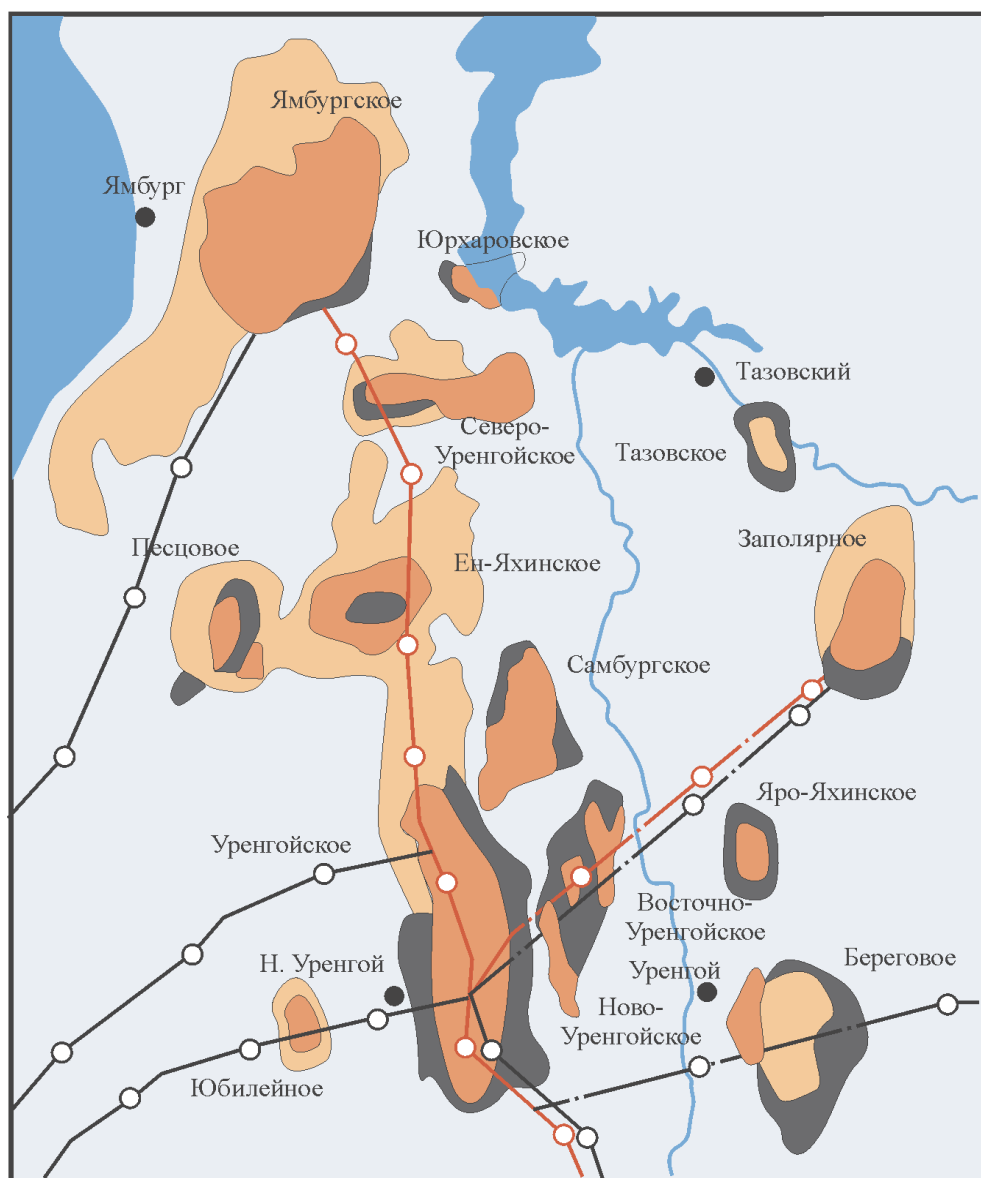
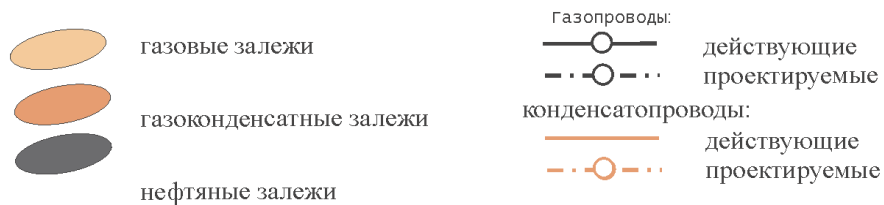


Рис. 27. Сравнительная характеристика открытой пористости месторождений Уренгоя и Ямбурга по выделенным классам коллекторов

Рис. 28. Сравнительная характеристика проницаемости месторождений Уренгоя и Ямбурга по выделенным классам коллекторов



Условные обозначения:



Обзорная карта месторождений севера Ямало-Ненецкого автономного округа

ВЫВОДЫ

1. Проведены эксперименты, в результате которых получены коэффициенты гидрофобизации, поверхностные и коллекторские свойства Ново-Уренского и Ямбургского месторождений.

2. Изучена степень гидрофобизации неокомских отложений Ново-Уренгойского и Ямбургского месторождений, которые показали низкую степень коэффициента гидрофобизации на изученных образцах.

3. Проведен сравнительный анализ методов определения коллекторских и поверхностных свойств пород и гранулометрический анализ.

4. Проведены исследования по определению коллекторских и поверхностных свойств пород, которые показали, что имеется существенная дифференциация по глубине и высокая контрастность по θ_n гидрофобного коллектора, залегающего с частично гидрофильным коллектором.

5. Получены зависимости коэффициента гидрофобизации от емкостных свойств пласта (открытой пористости, абсолютной проницаемости, остаточной водонасыщенности, коэффициента связанной нефти, емкости обмена пород), которые могут быть использованы при геологическом и гидродинамическом моделировании этих объектов.

6. Результаты позволяют с большой объективностью и обоснованностью выбрать наиболее приемлемые технологии заводнения нефтенасыщенных пластов.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Михайлов Н.Н., Сечина Л.С.** Особенности смачивания природных нефтенасыщенных коллекторов // Матер. II Междунар. симп. «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. М.: ОАО ВНИИнефть, 2009. Т. II.
2. **Anderson W.G.** Wettability Literature Survey. Part 6: The Effects of Wettability on Waterflooding // JPT. 1987. N 12. P. 1605–1619.
3. **Anderson W.G.** Wettability Literature Survey. Part 1: Rock – oil-brine interactions and effects of core handling on wettability // JPT. 1986. October. P. 1125–1144.
4. **Salatiel R.A.** Oil recovery by surface film drainage in mixed wettability rocks // JPT. 1973. Oct. P. 1216–1224.
5. **Михайлов Н.Н., Джемесюк А.В., Кольчицкая Т.Н., Семенова Н.А.** Изучение остаточного нефтенасыщения разрабатываемых пластов. М.: Изд. ВНИИОЭНГ, 1990.
6. **Robin M., Combes R., Degreve F., Cuiec L.** Wettability of porous media from environmental scanning electron microscopy from model to reservoir rocks // SPE. 1997.
7. **Михайлов Н.Н., Семенова Н.А., Сечина Л.С.** Влияние микроструктурной смачиваемости на петрофизические характеристики пород-коллекторов // Каротажник. 2011. № 7.
8. **Волкова З.В.** Смачиваемость твердых тел как характеристика молекулярной природы их поверхности и метод ее измерения // ЖФХ. 1939. Т. XIII, вып. 2. С. 225–238.
9. **Гиматудинов Ш.К.** Нефтеотдача коллекторов. М.: Недра, 1970. 120 с.
10. **Гудок Н.С.** Поверхностно-молекулярные особенности нефтей // Изучение физических свойств пористых сред. М.: Недра, 1970. 205 с.
11. **Benner F.C., Flertell F.E.** The Effect of Polar impurities upon Capillary and Surface Phenomena in Petroleum Production.
12. **Петерилье В.И., Рабиц Э.Г., Белов Ю.Я., Головастов Д.С.** Определение остаточной водонасыщенности пород-коллекторов // Экспресс-информация. Сер. Геология. Методы поисков и разведки месторождений нефти и газа // ВИЭМС. 1979. № 11.
13. **Котяхов Ф.И.** Физика нефтяных и газовых коллекторов. М.: Недра, 1977.
14. **Кузьмичев Д.Н., Багов М.С.** К методике определения краевого угла смачивания поверхности пористых тел // Тр. Сев.-Кав. нефт. НИИ. 1970, вып. 6. С. 147–156.
15. **Багринцева К.И., Преображенская Т.С.** Способ определения смачиваемости пористых материалов // Бюл. изобр. Ш 14, 1978. 1. Авт. св. (11)602827.
16. **Treiber L.E., Archer D.L., Owens W.W.** A Laboratory evaluations of the wettability of fifty oil producing reservoirs//SPEJ (Dec. 1972). P. 531–540, Trans. AIME. V. 253.
17. **Amott E.** Observations relating to the wettability of porous rock // Trans AJME. 1959. V. 216. P. 156–162.
18. **Былина Э.А., Белорай Я.Л.** Ядерно-релаксационные характеристики смачиваемости дисперсных веществ // Ж.Ф.2. 1968. № 8. С. 2138–2140.
19. **Инюткина А.В., Багов М.С.** К методике определения смачиваемости образцов горных пород // Тр. Сев.-Кавказ. нефт. НИИ. 1970, вып.6. С. 144–146.

20. **Тюрин В.Н.** Способ определения фобизирующей способности нефти // Авт. свид. 368524, бшл. Л 9, 1973.
21. **Рудаков Г.В., Островская Р.И., Зеленская Э.К.** О смачиваемости и некоторых других физико-химических свойствах заглинизированных пород-коллекторов Западной Сибири // Тр-т НИИ проектный институт. 1970. Вып. 17. С. 249–256.
22. **Роде А.А.** Почвенная влага. М.: Изд-во АН СССР, 1952. 454 с.
23. **Тарасевич Ю.И., Овчаренко Ф.Д.** Адсорбция на глинистых минералах. Киев: Наукова думка, 1975. 350 с.
24. **Багринцева К.И., Козловцева З.И.** К вопросу определения сорбционной способности пород-коллекторов по отношению к метану.
25. **Вассерберг В.Э.** Сорбция углеводородов горными породами и ее влияние на показания газовой съемки // Геохимические методы поисков нефти. М.: Гостоптехиздат, 1970. С. 117–128.
26. **Аширов К.Б.** Методика изучения свойств остаточной нефти в карбонатных коллекторах // Нефт. хоз-во. 1976. № 6. С. 53–56.
27. **Мархасин И.Л.** Физико-химическая механика нефтяного пласта. М.: Недра, 1977. 214 с.
28. **Милешина А.Г., Калинин М.К., Сафонова Г.И.** Изменение нефтей при фильтрации через породы. М.: Недра, 1983. 174 с.
29. **Фрост А.В.** Роль глин в образовании нефти в земной коре // Успехи химии. 1945. Т. 4, вып. 6.
30. **Клубова Т.Т.** Каталитические реакции на глинистых минералах и их роль в генезисе нефти // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 228.
31. **Brown С.Е., Neustadter Н.** The Wettability of oil/water/silica systems with reference to oil recovery // J.Cdn. Petr/Techn. July-Sept. 1980. V. 19, № 3. P. 100–110.
32. **Fatt J., Klikoff W.A.** Effect of fractional wettability on multiphase flow through porous media // Trans. AJNE. 1959. V. 216. P. 426–432.
33. **Holbrook D.C., Bernard G.G.** Determination of Fractional Wettability in Oilfield Cores by Dye Adsorption.
34. **Танкаева Л.К.** Влияние поверхностных взаимодействий на формирование остаточной водонасыщенности продуктивных известняков // Нефт. хоз-во. 1983. № 2. С. 47–50.
35. **Johnson R.E., Dettree R.H.** Wettability and contact angles // J. Surf. Coll. Sci. Matijevic. 1969. P. 85–153.
36. **Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г.** Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: учеб. пособие для вузов. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. 592 с.
37. **Тульбович Б.И.** Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1979. 199 с.
38. **Donaldson E.C.** Oil – water – rock wettability measurement // Proc. American Chemistry. March 29–April 3. 1981. V. 26. № 1. P. 110–122.
39. **Богданович Н.Н.** Определение показателя смачиваемости углеводородосодержащих глинистых пород // Нефт. хоз-во. 1985. № 7. С. 29–32.
40. **Brunauer S., Emmett P.H., Teller E.** Adsorption of gases in multimolecular layers // J. Amer. Chem. Soc. 1938. V. 60. P. 119–309.
41. **Ребиндер П.А.** Избранные труды. Поверхностные явления в дисперсных системах. М.: АН СССР, 1979.
42. **Травкин В.М., Югина О.Л.** Микрокалориметрические исследования смачиваемости нефтенасыщенных пород // Разработка нефтяных месторождений в различных условиях: Тр. Гипровосток нефти. Куйбышев, 1984. С. 112–118.
43. **Танкаева Л.К., Дмитриевский А.Н., Сечина Л.С., Приваленко Н.В.** Способ определения степени гидрофобизации поверхности пор. Авт. Св. № 1022005 // Бюл. изобр., 1983.
44. **Михайлов Н.Н., Сечина Л.С., Язынина И.В.** Физико-технологические свойства нефтегазовых пластов // Сб. лаб. раб. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, каф. разр. и эксплуат. неф. месторожд. М., 2002. 58 с.
45. **Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И.** Физика нефтяного и газового пласта: учебник для вузов. М.: ООО ТИД «Альянс», 2005. 311 с.

46. **Танкаева Л.К., Сечина Л.С., Приваленко Н.В.** К методике гранулометрического анализа сцементированных осадочных пород с одновременным определением емкости катионного обмена // Геология нефти и газа. 1983. № 11. С. 46.
47. Лазерный дифракционный микроанализатор размеров частиц «Анализетте-22». Инструкция оператора Фрич.
48. Руководство к лабораторным работам по курсу «Петрофизика» / под ред. В.Н. Дахнова. М.: Недра, 1982. С. 47–48.
49. **Фритц Дж., Шенк Г.** Количественный анализ. М.: Изд-во «Мир», 1978. С. 269.
50. **Авдусин П.П., Цветкова М.А.** О классификации коллекторов нефти // Докл. АН СССР. Нов. сер. 1943. Т. XVI, вып. 2. С. 79–81.

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ	5
ВВЕДЕНИЕ	7
1. АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК	9
1.1. Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение	9
1.2. Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение	11
1.2.1. Характеристика продуктивных пластов	12
1.2.2. Обоснование абсолютных отметок флюидальных контактов	13
1.2.3. Нефтегазоносность	13
1.2.4. Физико-литологическая характеристика продуктивных пластов и покрышек	14
1.2.5. Обоснование категорийности запасов	15
2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О ПОНЯТИИ СМАЧИВАЕМОСТИ И МЕТОДАХ ЕЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ	17
2.1. Определение и виды смачиваемости	17
2.2. Методы определения смачиваемости	18
2.2.1. Определение краевого угла смачивания (измерение контактного угла θ).....	20
2.2.2. Метод измерения контактного угла θ	21
2.2.3. Метод Амотта	21
2.2.4. Метод USBM – стандартный метод США	22
2.2.5. Метод адсорбции	23
2.2.6. Метод микрокалориметрии	24
2.2.7. Метод испарения (метод изотермической сушки)	24
3. МЕТОДИКИ ИЗУЧЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ И ПОВЕРХНОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД ПО КЕРНУ	27
3.1. Методика определения абсолютной проницаемости породы	27
3.2. Методика определения открытой пористости породы	28
3.3. Методика проведения гранулометрического анализа породы	29
3.3.1. Лазерный дифракционный микроанализатор размеров частиц «Analysette-22». Устройство He-Ne лазера	31
3.4. Методика определения емкости обмена породы	36
3.4.1. Метод потенциометрического титрования (титратор)	38
3.5. Методика определения удельной поверхности	39
3.6. Методика определения коэффициента гидрофобизации поверхности пор образца	40
4. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ПРИМЕРЕ ОБРАЗЦОВ НОВО-УРЕНГОЙСКОГО И ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ	41
ВЫВОДЫ	51
ЛИТЕРАТУРА	53

CONTENTS

LIST OF ABBREVIATIONS	5
INTRODUCTION	7
1. ANALYSIS OF DESIGN DECISIONS ON THE DEVELOPMENT OF OIL RIMS	9
1.1. The Urengoy oil-gas condensate deposit	9
1.2. The Yamburg oil-gas condensate deposit	11
1.2.1. Characterization of productive strata	12
1.2.2. Vindication of the absolute marks of fluidal contacts	13
1.2.3. Oil and gas content	13
1.2.4. Physical and lithologic characterization of the productive strata and caps	14
1.2.5. Vindication of the categorical assignment of reserves	15
2. ANALYSIS OF EXISTING NOTIONS ABOUT WETTABILITY AND THE METHODS OF ITS DETERMINATION	17
2.1. Definition and kinds of wettability	17
2.2. Methods of wettability determination	18
2.2.1. Determination of the contact angle of wetting (measurement of the contact angle θ)	20
2.2.2. Method of measurement of the contact angle θ	21
2.2.3. Amott's method	21
2.2.4. USBM method – a standardized method in the USA	22
2.2.5. Adsorption method	23
2.2.6. Microcalorimetric method	24
2.2.7. Evaporation method (isothermal drying method)	24
3. PROCEDURES TO STUDY COLLECTING AND SURFACE PROPERTIES OF ROCKS OVER THE CORE	27
3.1. Procedure to measure the absolute permeability of rocks	27
3.2. Procedure to determine the open porosity of rocks	28
3.3. Procedure for the granulometric analysis of rocks	29
3.3.1. Laser diffraction microanalyzer of particle size Analysette-22. Arrangement of He-Ne laser	31
3.4. Procedure to determine the exchange capacity of rocks	36
3.4.1.	38
3.5. Procedure to measure specific surface area	39
3.6. Procedure to determine the coefficient of hydrophobization of pore surface in the sample	40
4. RESULTS OF INVESTIGATIONS FOR THE SAMPLES FROM THE NOVO-URENGOY AND YAMBURG DEPOSITS AS EXAMPLES	41
CONCLUSIONS	51
REFERENCES	53

Научное издание

Николай Нилович **Михайлов**
Лариса Сергеевна **Сечина**
Михаил Олегович **Ермилов**

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ
СМАЧИВАЕМОСТИ И АНАЛИЗ ЕЕ ВЛИЯНИЯ
НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ
СВОЙСТВА ПРОДУКТИВНЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ НЕОКОМСКОЙ ЗАЛЕЖИ
НОВО-УРЕНГОЙСКОГО И ЯМБУРГСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Редактор *И.А. Абрамова*
Художественный редактор *М.Г. Рудакова*
Обложка *А.А. Заостровского*
Оригинал-макет *Т.Р. Пантюхиной*

Подписано к печати 27.05.2014. Формат 70×108 1/16.
Усл. печ. л. 0,00. Уч.-изд. л. 0,0. Тираж 100 экз. Заказ № 00.

Издательство СО РАН
630090, Новосибирск, Морской просп., 2
E-mail: psb@sibran.ru
тел. (383) 330-80-50
Интернет-магазин Издательства СО РАН
<http://www.sibran.ru>