



УДК (550.82.05+004.9):(552.578.2.061.4:552.54)(571.5)

КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ, МЕТОДИЧЕСКИЕ И ПРОЦЕДУРНЫЕ ВОПРОСЫ ОБРАБОТКИ МАТЕРИАЛОВ ПАРАМЕТРИЧЕСКОГО БУРЕНИЯ НА МАЛОИЗУЧЕННЫХ ТЕРРИТОРИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Л. М. Дорогиницкая, О. В. Шиганова

Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия

Коллекторы нефти и газа месторождений Восточной Сибири относятся к категории сложных. Их формирование – это результат постседиментационного геохимического преобразования карбонатного осадка и многократной разгрузки напряженного состояния после его консолидации с образованием систем трещин разного масштаба. Оценка граничных значений коллектор – неколлектор для карбонатных пород по петрофизическим параметрам только матрицы и уже после выбора объектов испытания приводит к несоответствию результатов испытаний истинным фильтрационно-емкостным свойствам коллекторов. Опыт работы с керном параметрических скважин показал, что его исследование заранее запланированным объемом лабораторных измерений и их обработкой с построением традиционных моделей «кern – kern» и «кern – ГИС», не позволяет создать кондиционную модель геологического разреза. В условиях малоизученных территорий Восточной Сибири необходимы нетрадиционные решения при комплексной обработке материалов бурения параметрических скважин.

Ключевые слова: доверительная увязка керна и материалов ГИС, карбонатный коллектор, литотипы пород в образах ГИС, напряженное состояние, около скважинное пространство, приток.

CONCEPTUAL, METHODOLOGICAL, AND PROCEDURAL ISSUES OF PARAMETRIC DRILLING DATA PROCESSING FROM POORLY EXPLORED TERRITORIES OF EAST SIBERIA

L. M. Doroginitskaya, O. V. Shiganova

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia

Oil and gas reservoirs of East-Siberian fields are complex. They formed due to post-sedimentation geochemical alteration of carbonaceous sediments and multiple distressing after consolidation, with fracturing of various dimensions. The estimate of reservoir – non-reservoir border values for carbonaceous rocks from petrophysical parameters only of the matrix and only after target selection results in the fact that the testing outcome and the actual reservoir properties mismatch. The experience in working with core obtained from parametric wells has shown that it is impossible to construct a conditional model of a geological section by studying the core by a pre-scheduled scope of laboratory methods and by processing the data with the construction of conventional core-core and core-log models. For poorly explored areas of East Siberia, we need unconventional solutions and integrated processing of parametric drilling data.

Keywords: confidence tying of core and log data, carbonate reservoir, lithotypes of rocks in logs, state of stress, borehole surrounding space, inflow.

DOI 10.20403/2078-0575-2017-6с-80-92

В 2007 г. после длительного перерыва Роснедра начали полномасштабные работы по бурению параметрических скважин в Восточной Сибири с целью обоснования перспективных объектов для ускоренного воспроизводства углеводородного сырья. В 2007–2016 гг. пробурено 12 скважин глубиной от 2000 до 4500 м в разных структурно-тектонических и геологических условиях (рис. 1).

Особое внимание при исследовании параметрических скважин уделялось детальному изучению керна комплексом методов (литолого-минералогические и петрографические, петрохимические, органогеохимические, петрофизические, изотопные и др.). Выход керна при долблениях (1–24 м) составил от 15 до 100 %, в среднем по скважинам 80–97 %, а освещенность керном всего разреза не более 20 %. В процессе научного сопровождения бурения параметрических скважин в СНИИГиМС создана процедура обработки керна матери-

ала, которая опирается как на существующие методические разработки ВНИГНИ, ВСЕГЕИ, АО «НПЦ «Недра», так и на собственные.

Проектный результат обработки данных лабораторных исследований керна в комплексе с геофизическими материалами и материалами испытаний представлен уточненным литолого-стратиграфическим разрезом скважин, геолого-геофизическими характеристиками пород для интерпретации геофизических данных, установлением нефтегазоносных и нефтематеринских свит, продуктивных нефтегазоносных горизонтов [1]. В условиях малоизученных территорий Восточной Сибири это требует специальных (нетрадиционных) подходов при комплексной обработке результатов изучения, испытания и опробования разреза и исследований керна параметрической скважины.

Применение нетрадиционных подходов необходимо по следующим причинам:

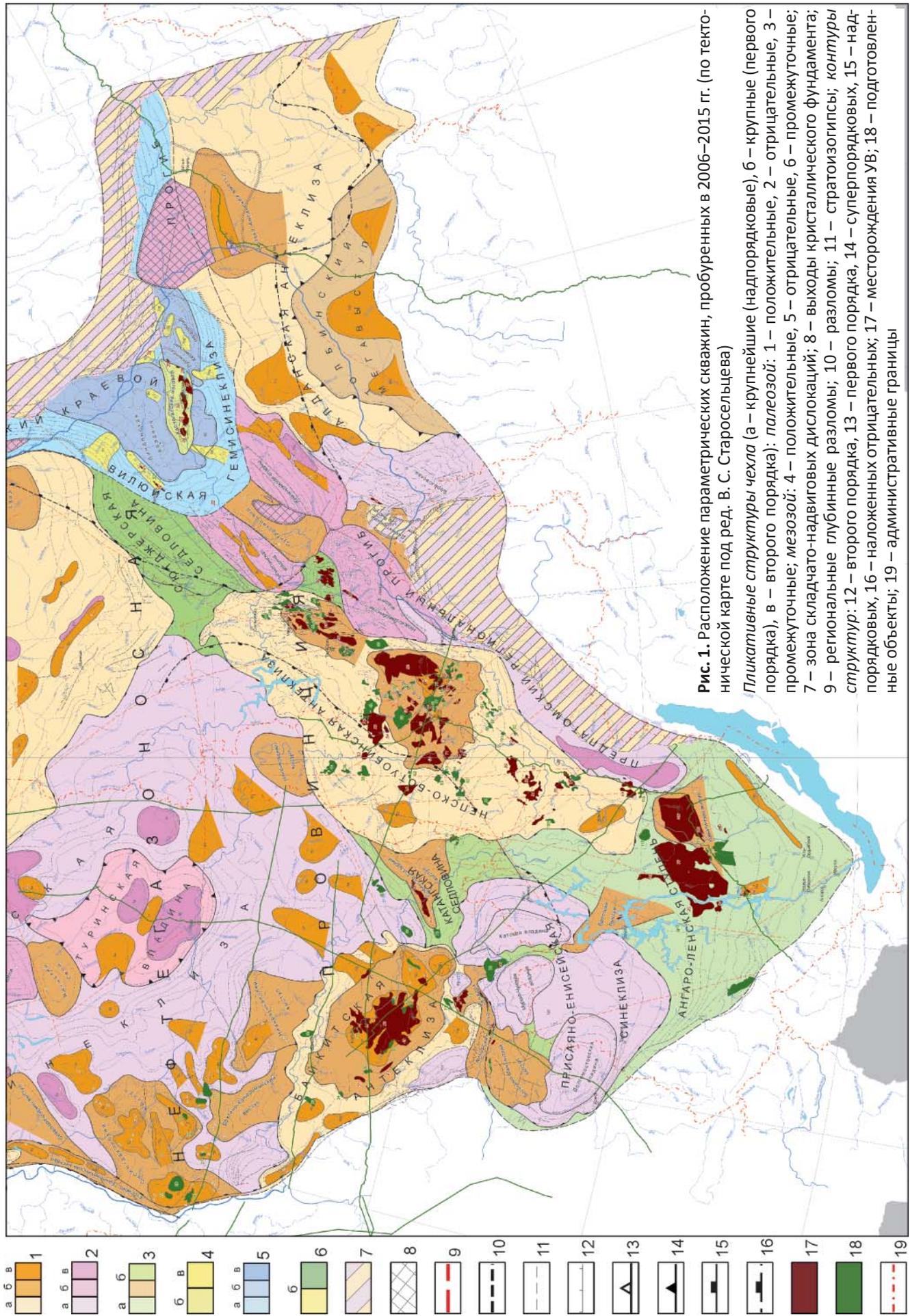


Рис. 1. Расположение параметрических скважин, пробуренных в 2006–2015 гг. (по тектонической карте под ред. В. С. Старосельцева)

Плктитивные структуры чехла (а – крупнейшие (надпорядковые), б – крупные (первого порядка), в – второго порядка); палеозой: 1 – положительные, 2 – отрицательные, 3 – промежуточные; мезозой: 4 – положительные, 5 – отрицательные, 6 – промежуточные; 7 – зона складчато-надвиговых дислокаций; 8 – выходы кристаллического фундамента; 9 – региональные глубинные разломы; 10 – разломы; 11 – стратоизогипсы; контуры структур: 12 – второго порядка, 13 – первого порядка, 14 – суперпорядковых, 15 – надпорядковых, 16 – наложенных отрицательных; 17 – месторождения УВ; 18 – подготовленные объекты; 19 – административные границы

- потребность в доверительной увязке большого объема керн и материалов ГИС при отсутствии методических разработок;
- присутствие в разрезе сложных карбонатных коллекторов, сформировавшихся в результате постседиментационного преобразования карбонатного осадка и многократной разгрузки напряженного состояния после его консолидации с образованием систем трещин разного масштаба и разной генетики (дилатантных и тектонических);
- сложность прогнозирования потенциально продуктивных горизонтов в проектируемых глубоких скважинах на относительно малоизученных территориях лишь по интерпретации материалов сейсморазведки при отсутствии каркаса опорных скважин;
- неоднозначность положения продуктивных пластов, неявность их приточности и состава притока по результатам оперативной обработке ГИС (в процессе бурения) по априорным петрофизическим моделям;
- априорная оценка граничных значений коллектор – неколлектор по петрофизическим параметрам матрицы для низкопоровых коллекторов с микротрещиноватостью;
- недооценка напряженного состояния пород в скважине при испытании порово-трещинных коллекторов, отсюда, несоответствие результатов испытания истинным фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) коллекторов.

Доверительная увязка керн и ГИС

Это залог представительного отбора образцов керн и успешности петрофизического моделирования. Одна из задач бурения параметрических скважин – получение геолого-геофизических параметров для литолого-стратиграфической привязки геофизических границ (отражающих, преломляющих, плотностных, электрических, магнитных и т. п.) и данных о физических свойствах пород, необходимых для обоснованной интерпретации сейсмо-, электро-, грави- и магниторазведочных работ и промыслово-геофизических исследований. Столь широкий спектр областей использования данных определяет высокие требования к отбору образцов керн.

Увязка интервалов долбления керн и материалов ГИС во многом зависит от выхода керн и степени его разрушенности как при отборе, так и при транспортировке до лабораторий (рис. 2). Процедура лабораторной подготовки керн к отбору образцов предусматривает ревизию, профильную гамма-спектрометрию, распиловку, фотосъемку в дневном и ультрафиолетовом свете.

Не занижая уровень важности каждого из этапов, следует подчеркнуть, что профильная гамма-спектрометрия – база для увязки керн и ГИС. Стандартно ее шаг подстраивается под шаг ГИС (20 см), но этого явно недостаточно, особенно при малом выходе керн. Метод проб и ошибок показал, что

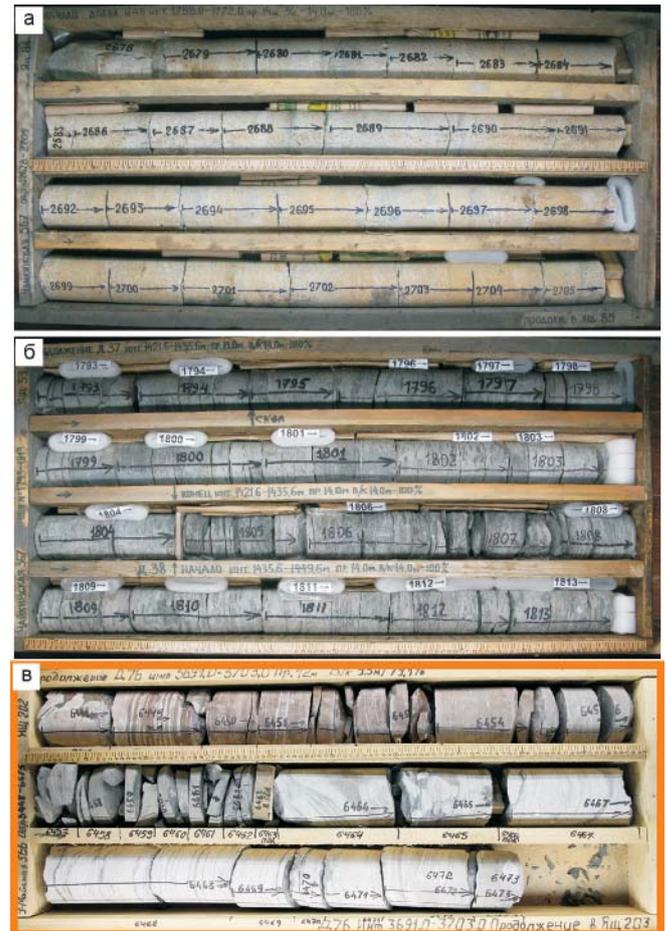
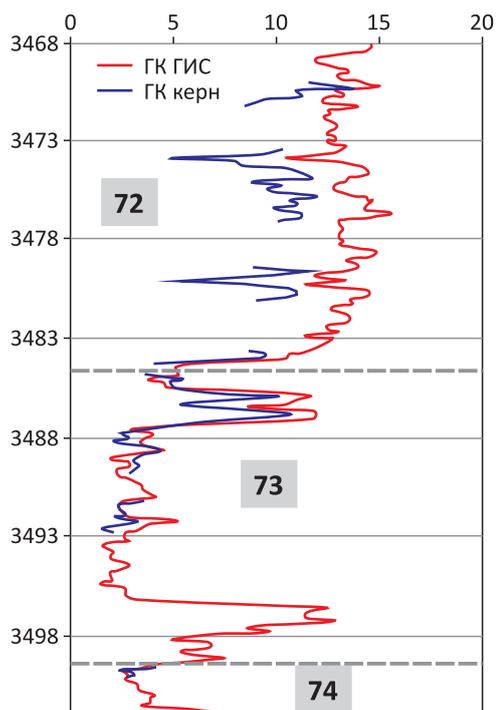


Рис. 2. Варианты состояния керн при поступлении в лабораторию: а – минимально разрушенной целостности, б – разрушенный до степени, затрудняющей укладку при профильной гамма-спектрометрии, в – разрушенный, сопоставление проблематично

шаг должен быть не менее 10 см, а при выходе керн менее 80% – 5 см. Первый пикет профиля всегда должен находиться в 5 см от начала керн, последующие замеры делаются через каждые 10 см. Каждый 5–10-й замер отмечается на фотографиях керн. Строго фиксируется последнее измерение на долблении. Длина профиля должна соответствовать выходу керн, допустимая разница не более 10 см. Только при таком подходе увязка интервалов выхода керн с ГИС менее субъективна. На рис. 3, 4 приведены варианты увязки керн с ГИС для Усть-Майской параметрической скв. 366 при разном выходе керн.

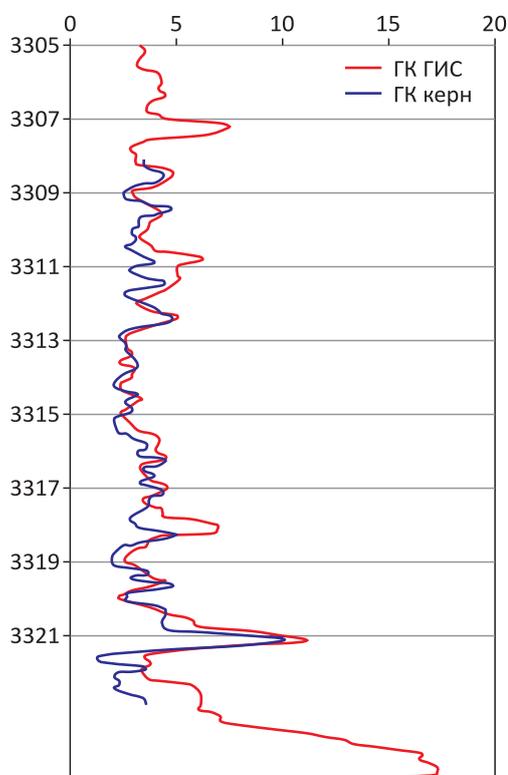
Доверительная увязка керн и ГИС оценивается по значению коэффициентов корреляционного отношения (r) или детерминации (R^2). Опыт показывает, что при $r < 0,8$ и $R^2 < 0,64$ увязка керн должна быть пересмотрена. Корреляция значений $G_{\text{кern}}$ и $G_{\text{скв}}$ после согласования глубин по бурению и по ГИС показана на рис. 5.

При отборе образцов исследователь руководствуется кривыми полного комплекса гамма-спектрометрических исследований на керне (кривыми по урану, калию и интегральной гамма-активности, последняя рассчитывается по формуле $eU = 1,79 qK + qU + 0,39qTh$ [8]).



№ долбления	Интервал по бурению и по профильной гамма-спектрометрии, м		Проходка, м	Вынос, м	Вынос, %	Изменения по ГИС, м
72	3471,3	3486,3	15,00	8,25	54,3	
	3471,4	3472,6				-1,4
	3472,8	3476,4				0,6
	3476,6	3478,2				2,8
	3478,4	3479				5,1
73	3486,3	3501,3	15,00	7,25	48,3	
	3486,4	3491,6				-1,8
	3491,8	3493,4				-0,6
74	3501,3	3516,3	15,00	0,75	5	
	3501,4	3502				-1,8

Рис. 3. Увязка керна нерюенской свиты по данным гамма-спектрометрии керна и ГИС (долбления 72–74)



№ долбления	Интервал по бурению и по профильной гамма-спектрометрии, м		Проходка, м	Вынос, м	Вынос, %	Изменения по ГИС, м
71	3303,7	3318,5	14,80	14,80	100	
	3303,8	3318,6				+4,3

Рис. 4. Увязка керна игниканской свиты по данным гамма-спектрометрии керна и ГИС (долбление 71)

Представительность коллекций петрофизических исследований и этапы их обработки

В соответствии с действующими методическими руководствами для петрофизических исследо-

ваний в стационарных лабораториях отбираются образцы керна для изготовления либо цилиндров, либо полноразмерных кернов. При этом теряется возможность включать в петрофизическое модели-

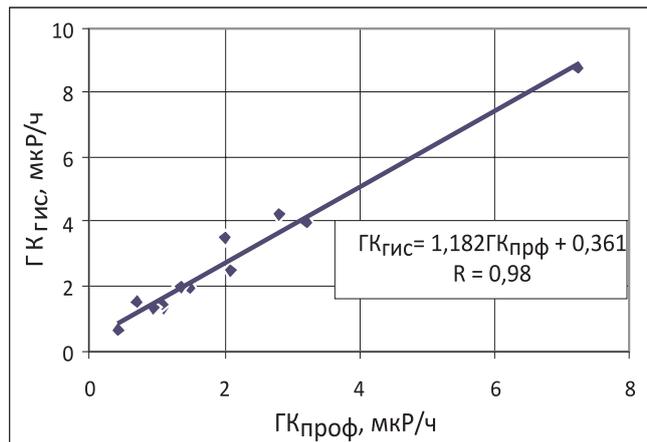


Рис. 5. Оценка доверительной увязки керна

рование интервалы «рассыпавшихся» кернов, отобранных из трещинных коллекторов.

В связи с этим коллекции образцов керна для петрофизических исследований должны быть разделены на две группы: массовые (кусочки керна) и детальные (цилиндры и полноразмерные образцы). Первая группа должна отбираться на скважине и обрабатываться в лаборатории еще на стадии бурения и отбора керна для разработки рабочих петрофизических моделей и оперативной интерпретации ГИС, планирования программы детальных петрофизических исследований. В перечень определяемых параметров первой группы рекомендуется включать ЯМР, ртутную порометрию (выборочно), плотность и пористость, пиролиз, РФА, ПКСА. Детальные исследования второй группы коллекции проводятся традиционными методами в соответствии с нормативно-методическими документами.

Литологические типы пород в образцах ГИС

В современной литературе достаточно полно разработаны технологии работы с терригенными породами, которые не вызывают особых трудностей при выделении литотипов пород через образцы ГИС в разрезе скважины. Сложности возникают при исследовании карбонатных разрезов, особенно когда в скелетной матрице отмечено несколько стадий генераций вторичных минералов с осложнением сульфатными и хлоридными солями, терригенными компонентами. Выделение типов пород в карбонатной толще по данным лабораторных исследований должно предшествовать оценке ФЕС. Такой же подход должен применяться и для терригенных пород.

В Восточной Сибири выделение типов пород по ГИС выполняется уже более полувека. В многочисленных публикациях приводятся примеры успешного решения этой задачи, но также указывается, что из-за мобильности состава и структуры пород при интерпретации материалов ГИС нельзя применять уже известные петрофизические модели для новых объектов, поскольку в основе их разработки лежат

литотипы пород и корреляционные зависимости локального уровня. К сожалению, в петрофизике нет четкого понятия литотипа и его эталона. Типы пород и граничные значения признаков их выделения в петрографических классификациях не учитывают особенностей их физических характеристик; собственно, нет и определенного набора таких параметров в количественном выражении (петрохимических, петрографических, органогеохимических, содержание акцессорных примесей) и их влияния на образы в ГИС.

Очень важно, что в качестве главных параметров выделения литотипа в петрофизических исследованиях можно использовать не только основные породообразующие минералы, но и петрохимические коэффициенты (Th/U, $^{40}\text{K}/\text{U}$, CaO/MgO, $\Sigma\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3 / \Sigma\text{CaO} + \text{MgO}$ и др.), что на практике применяется весьма ограниченно [5, 13]. Следует признать, что невозможно создать унифицированный эталон литотипа, он всегда будет в той или иной мере усредненным. Но он должен быть ориентирован на конкретные геологические условия (структурно-тектонические, седиментационные на уровне фаций, степень и направление катагенетической преобразованности пород), что позволит оценивать малоизученные территории на применимость эталонов.

В качестве примера на рис. 6 показано влияние минерального состава доломитов буюкской свиты венда на образы ГИС в разрезе Чайкинской скв. 279, на рис. 7 – влияния ангидрита на плотность и скорость продольных волн в доломитах. По данным изучения керна получены две зависимости скорости от пористости: для пласта Юр-1–2, содержащего глинистую составляющую и ангидрит, и для Юр-3, их не имеющего. Когда плотность пород пласта Юр-1–2 достигает значения $2,83 \text{ г/см}^3$, предельного для чистых доломитов, скорости уменьшаются, но плотность продолжает увеличиваться до значений $2,95 \text{ г/см}^3$, характерных для ангидритов. Такое поведение скорости связано с увеличением количества ангидрита, в котором скорости ниже, чем в доломите. Очевидно, по экспериментальным данным полезно выстраивать аналогичные связи с другими вариациями минеральных примесей для конкретного литотипа.

Большие вариации в соотношении доломита и ангидрита, наличие глинисто-битумной и кварцевой составляющих создают сложности при выделении типов пород. Рассмотрим это на примере водонасыщенных доломитов сложного состава буюкской свиты в разрезе Чайкинской скв. 279 (рис. 8, табл. 1).

Анализируя эти данные, можно отметить, что скорости продольных волн и показания НГК обратно пропорциональны гамма-активности пород по ГК, которая обусловлена наличием терригенной примеси и появлением ОВ вместе с глинистыми компонентами (см. рис. 8, а). Стремительное уменьшение скорости продольных волн обусловлено прежде

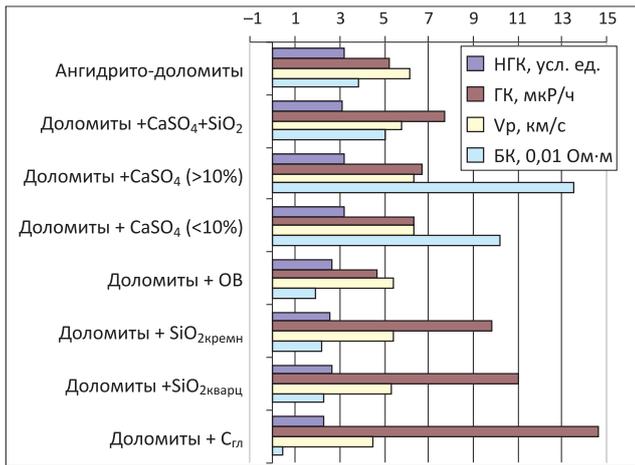


Рис. 6. Отражение минерального состава доломитов в геофизических характеристиках

всего изменением упругих модулей доломитов и некоторым увеличением (до 2–2,6%) их пористости.

Самая низкая гамма-активность свойственна ангидритам доломитизированным (не более 2,2 мкР/ч при пористости 0,4–0,6%), однако (см. табл. 1) трудно разделить доломиты по степени доломитизации в поле НГК – ГК и V_p – ГК. Можно только утверждать, что значения ГК чистых доломитов будут выше, чем у ангидритов доломитизированных. Это обусловлено излучением по урану.

УЭС пород по БК экспоненциально уменьшается с ростом ГК, при этом самые высокие сопротивления характерны для непористых ангидрито-доломитов (см. рис. 8, б, табл. 1), так как проводящее

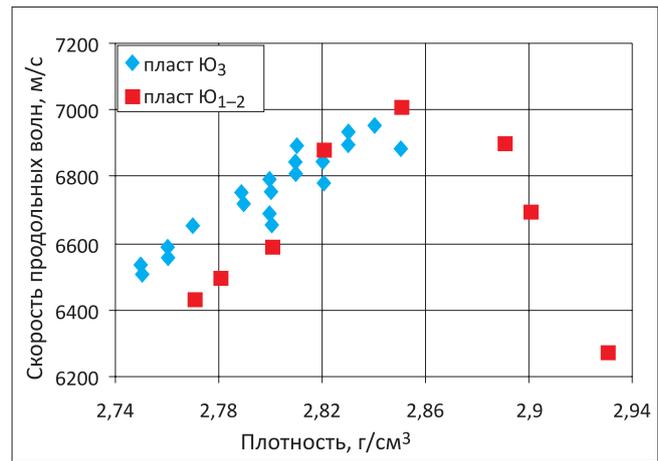


Рис. 7. Влияние ангидритизации доломитов на плотность и скорости продольных волн

поровое пространство в них заполнено непроводящим ангидритом.

Скорости продольных волн максимальны на значениях НГК около 3,5–3,6 усл. ед., выше которых они начинают уменьшаться вследствие большого содержания ангидрита (см. рис. 7 и 8, г).

Из проведенных сопоставлений можно сделать следующий практический вывод. Сульфатные низкопористые (0,4–0,7%) доломиты имеют очень высокие электрические сопротивления, сравнимые с таковыми у газонефтенасыщенных пород, но при этом у них аномально низкие значения ГК; НГК больше 3,6 усл. ед., скорости продольных волн выше 6 км/с. По этим критериям в дальнейшем их,

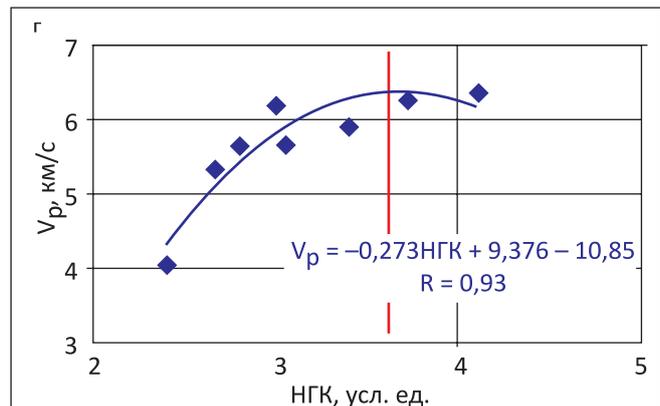
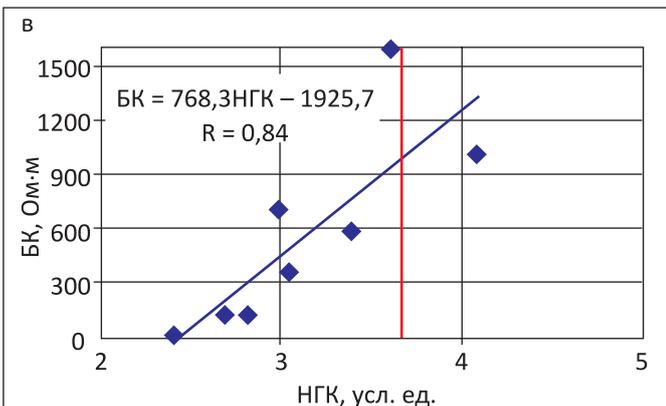
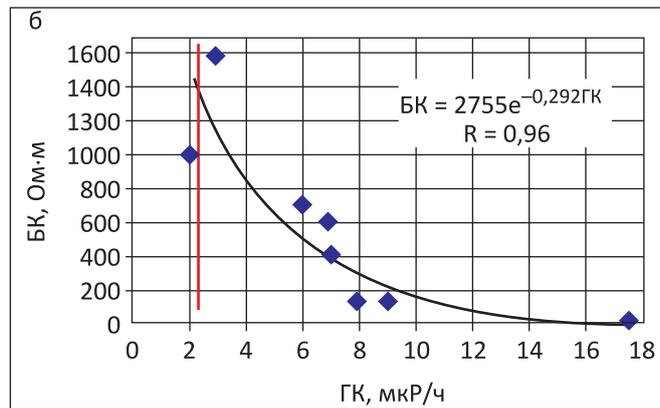
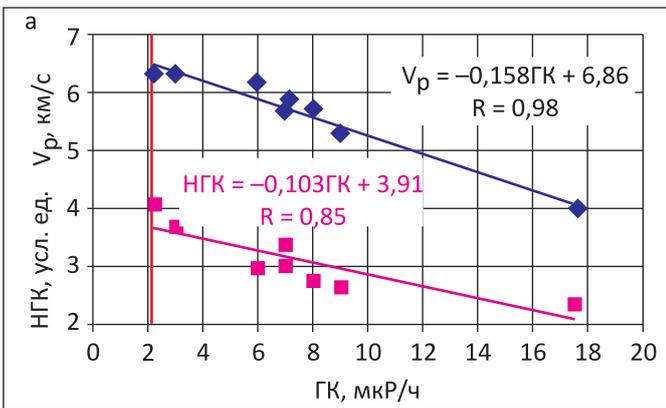


Рис. 8. Пропорции между параметрами ГК, НГК, БК и V_p в водонасыщенных (?) доломитах разного состава

Таблица 1

Соотношение между геофизическими параметрами пород бюксской свиты

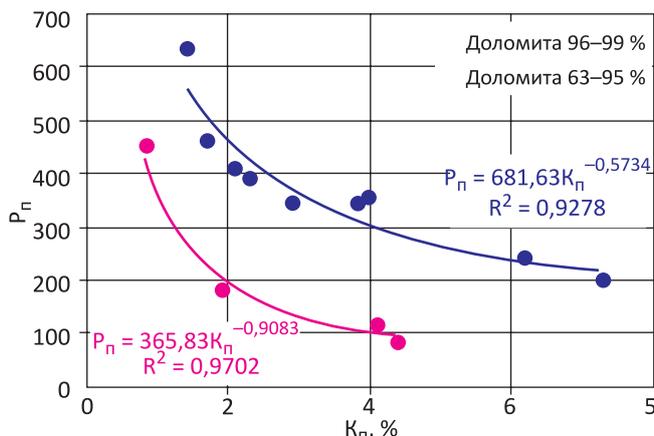
Глубина, м	Состав по шлифу, %	ГК, мР/ч	НГК, усл. ед.	V_p , км/с	БК, Ом·м	K_n , %
1394–1394,5	Доломит 43, кварц 44, сульфат 13	17,5	2,4	4,04	19	1,2
1395,2–1395,85	Доломит 74, сульфат 6, кварц 10 и др.	8	2,8	5,66	144	2,85
1395,85–1396	–	6	3	6,2	700	–
1397–1397,4	Доломит 57, сульфат 28, кварц 15	7	3,04	5,7	380	–
1398–1398,4	Доломит 73, сульфат 5, $C_{гн}$ +ОВ 16	9	2,68	5,3	130	2,6
1399,35	Доломит 79, сульфат 12, $C_{гн}$ +ОВ 19	7	3,4	5,9	590	0,68
1399,7–1395,2	Сульфат более 80	2,2	4,1	6,33	1000	0,42
1400,3–1401	Доломит 47, сульфат 50	3	3,72	6,33	1600	0,53

 Примечание: $C_{гн}$ – содержание глинистой фракции.

очевидно, и следует отличать от газонефтенасыщенных карбонатных коллекторов. Этот же пример показывает сложность разделения пород по составу на основе геофизических данных, если в составе карбонатов более двух минеральных фаз.

Особенности состава доломитов, в частности содержание в них нерастворимого остатка, влияют на зависимость параметра пористости от пористости (рис. 9).

Приведенные данные полезны в качестве дополнения к известной методике определения литологических компонентов породы и ее пористости


 Рис. 9. Зависимости $P_n(K_n)$ для доломитов разного состава юрской свиты

с помощью построения теоретических литологических сеток на кросс-плотингах первичных и нормированных данных акустического, плотностного, нейронного и электрического каротажей. При этом его авторы используют среднестатистические плотности, интервальное время, УЭС компонентов породы и уравнения аддитивного сложения, т. е. модель породы максимально упрощена [6, 10].

Выделение нефтегазоперспективных горизонтов и продуктивных пластов

Систематика литолого-стратиграфических объектов размещения и сохранения залежей углеводородов лежит в основе изучения и оценки нефтегазоносности территорий. Для Сибирской платформы такая систематика была предложена в монографии

[2]. В дальнейшем она получила развитие в работах Н. В. Мельникова и др. [14]. Нефтегазоносные горизонты кембрия и рифея – венда представлены в основном вторичными карбонатными полигенными коллекторами с системой трещин разного масштаба и относятся к категории сложных по прогнозированию ФЕС и приточности. Выделение пород-коллекторов, обоснование объектов испытания и успешность получения устойчивых притоков флюидов в карбонатных разрезах Сибирской платформы – важнейшие задачи, прежде всего в параметрических скважинах на малоизученных территориях.

Рассмотрим возможность выделения границ продуктивных горизонтов в разрезе карбонатной толщи на примере преображенского горизонта в Чайкинской параметрической скв. 279. Покрывающая преображенский горизонт толща представляет собой чередование преимущественно глинистых, в разной степени сульфатных (ангидритов доломитовых и доломитов ангидритовых) пород. В доломитах преображенского горизонта содержание терригенной примеси уменьшается до 0–5%, кремниевая и кварцевая составляющие не превышают долей процента. Характерно присутствие органики (до 2,5–5%) и наличие микротрещин. Подстилающая толща представляет собой сульфатно-карбонатную породу с содержанием глинистого материала до 1,5%, локально до 4%.

На рис. 10 приведены обзорные материалы ГИС, наглядно свидетельствующие, что в интервале 1369–1381 м преображенского горизонта наблюдаются существенные изменения показаний всех методов ГИС:

- резко снижается естественное гамма-излучение в кровле с 8–9 до 6 мкР/ч, а в подошве оно плавно повышается с 7 до 20 мкР/ч и более;

- показания НГК стабилизируются около значений 3,2–3,4 усл. ед., а интервальное время ΔT_p – в пределах 151–147 мс/м, что соответствует очень высокой скорости продольных волн (6,6–6,8 км/с), характерной для неглинистых низкопористых доломитов;

- УЭС резко возрастает в кровле от 300–400 до 2600 Ом·м, затем плавно снижается и в подстилающей толще не превышает 100–150 Ом·м.

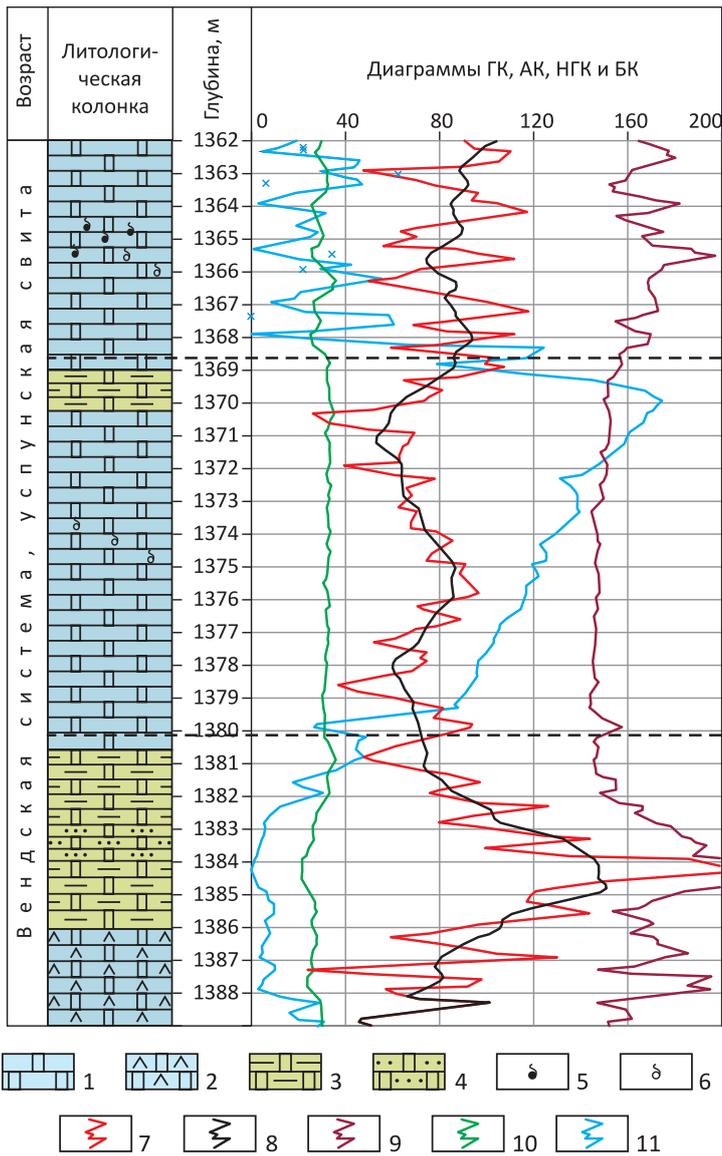


Рис. 10. Сопоставление диаграмм ГИС в интервале залегания преобразенского горизонта (Чайкинская скв. 279)

1 – доломит; 2 – доломит ангидритовый (переслаивание доломитов и сульфатов); 3 – доломит глинистый; 4 – доломит песчаный; 5 – легкий битум по трещинам; 6 – примазки вязкого битума по трещинам; каротажные кривые: 7 – ГК 10 мР/ч, 8 – сглаженная ГК, мкР/ч, 9 – ΔT_p , мс/м, 10 – НГК·10, усл. ед., 11 – БК·15, Ом·м

В подстилающих преобразенский горизонт породах существенному уменьшению показаний НГК и БК, возрастанию интервального времени, увеличению гамма-активности сопутствуют прежде всего увеличение терригенной примеси, снижение доломитовой составляющей и практическое отсутствие ангидрита. Покрывающая толща пород представляет собой чередование преимущественно глинистых в разной степени сульфатных пород. Отмечена четкая закономерность: чем выше содержание терригенной примеси, тем больше гамма-активность пород. Одновременное появление ангидрита существенно понижает гамма-активность пород. В зависимости от соотношения терригенного материала и ангидрита изменяются плотности и интервальное время. При одинаковой глинистости плотность и скорости продольных волн возрастают вместе с содержанием ангидрита, при этом увеличивается УЭС по БК.

В породах преобразенского горизонта сульфатизация пород изменяется от 0 до 22%. Гамма-активность пород в целом снижена. В интервале

1373–1376 м наблюдается необычное повышение показаний ГК сульфатных пород, которое не сопровождается заметными вариациями интервального времени продольных волн и показаний НГК. Нетрадиционное повышение гамма-активности, очевидно, связано с появлением в породе органического и глинисто-органического вещества, отмеченного в шлифах.

Преобразенский горизонт достаточно четко локализуется в поле V_p –ГК–НГК (табл. 2, 3, рис. 11) и может быть выделен по граничным значениям этих параметров.

Приточность объектов в интервалах опробования

За последние пять лет на Сибирской платформе в семи пробуренных параметрических скважинах при бурении и в колонне испытаны 64 объекта. Признаки флюидов получены в 14 объектах и только в четырех случаях получены притоки флюида более 0,5 м³/сут. Лишь эти испытания можно отнести к успешным. Основными причинами неуспешности испытаний можно считать:



Таблица 2

Статистические характеристики геофизических параметров преобразенского горизонта и вмещающих его пород (n – количество проб)

Статистические характеристики	НГК, усл. ед.	ГК, мР/ч	V _p , км/с	БК, Ом·м
Преобразенский горизонт				
Среднее	3,33	7,15	6,70	1652,97
Стандартная ошибка	0,01	0,14	0,01	56,10
Медиана	3,32	7,13	6,75	1761,35
Дисперсия выборки	0,01	2,47	0,18	412330,43
Минимум	3,09	2,49	6,30	266,22
Максимум	3,66	10,30	6,93	2631,36
n	131	131	131	131
Уровень надежности (95,0%)	0,02	0,27	0,02	110,99
Вмещающие породы				
Среднее	2,86	9,74	5,79	344,25
Стандартная ошибка	0,03	0,28	0,05	31,79
Медиана	2,85	9,56	5,87	206,21
Дисперсия выборки	0,10	10,86	0,29	141478,34
Минимум	2,20	2,47	4,02	13,97
Максимум	3,68	20,53	6,84	1883,28
n	140	140	140	140
Уровень надежности (95,0%)	0,05	0,55	0,09	62,85

Таблица 3

Статистические характеристики профильных измерений гамма-активности на керне преобразенского горизонта и вмещающих его пород (n – количество проб)

Статистические характеристики	ГК _{прф} , мкР/ч	K ⁴⁰ , %	U·10 ⁻³ %	Th·10 ⁻³ %	U/K ⁴⁰	Th/K ⁴⁰
Преобразенский горизонт						
Среднее	20,71	0,65	1,79	0,72	0,16	0,03
Стандартная ошибка	1,42	0,10	0,10	0,11	0,05	0,02
Медиана	14,54	0,05	1,64	0,00	0,00	0,00
Дисперсия выборки	391,79	1,82	2,09	2,49	0,56	0,04
Минимум	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимум	95,87	6,86	7,43	10,08	5,83	2,85
n	195	195	195	195	195	195
Уровень надежности (95,0%)	2,80	0,19	0,20	0,22	0,11	0,03
Вмещающие породы						
Среднее	26,30	1,06	1,82	1,13	0,12	0,03
Стандартная ошибка	1,14	0,07	0,11	0,13	0,04	0,01
Медиана	22,17	0,67	1,39	0,00	0,01	0,00
Дисперсия выборки	324,87	1,25	2,81	4,41	0,43	0,03
Минимум	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимум	89,29	4,70	8,26	13,93	7,81	2,47
n	249	249	249	249	249	249
Уровень надежности (95,0%)	2,25	0,14	0,21	0,26	0,08	0,02

– априорную оценку граничных значений физических показателей границы коллектор – неколлектор для карбонатных пород;

– невозможность воспроизведения трещинной проницаемости в лабораторных условиях;

– неучет напряженного состояния пород до и после бурения и его влияния на ФЕС коллекторов в околоскважинном пространстве.

Исследования по определению нижних пределов коллекторских свойств карбонатных пород осинского, юржского и преобразенского потенциально продуктивных горизонтов в Чайкинской скв. 367 показали, что границу коллектор – неколлектор при выделении объектов испытания следует проводить прежде всего по свойствам матрицы пород по условию $K_{во} + K_{но} < 100$ [9, 11, 15]. Это первое неперемное условие успешности испытания коллектора.

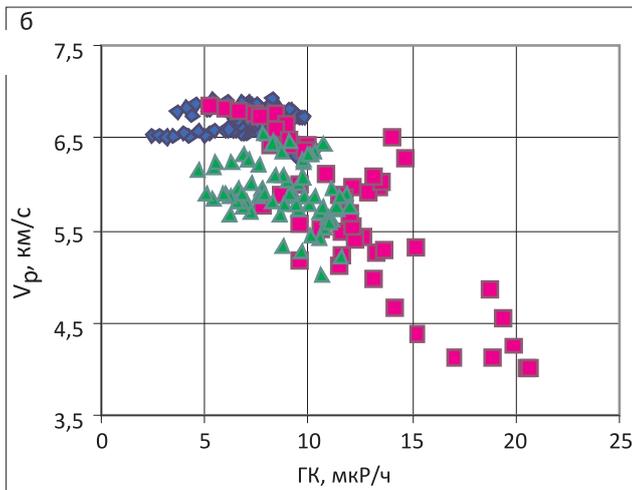
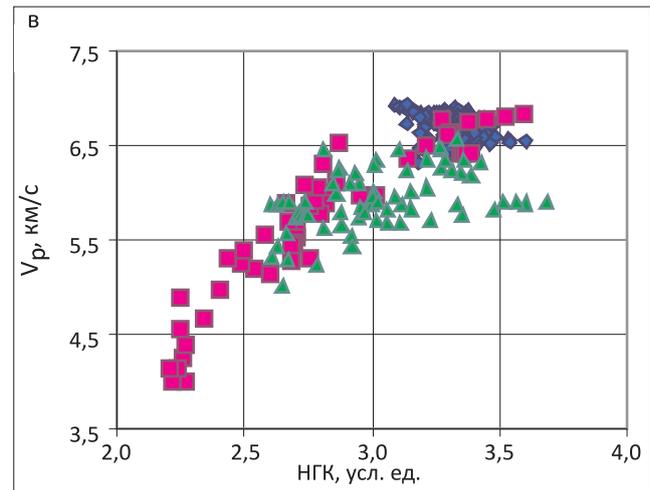
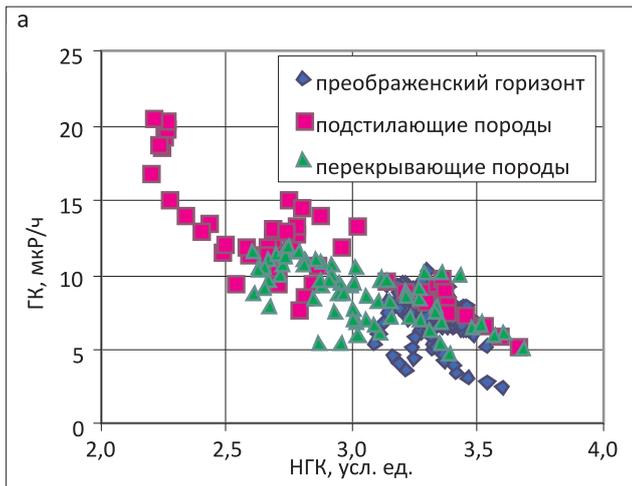


Рис. 11. Полигоны НГК–ГК (а), V_p –ГК (б) и V_p –НГК (в) для преобразованного горизонта и вмещающих его пород

Пористость матрицы еще не означает, что порода содержит подвижные флюиды. Так, на рис. 12 видно явное наложение диапазонов изменения коэффициента пористости для коллектора и неколлектора.

Для параметрических скважин $K_{во}$ и $K_{но}$ определяются уже после выбора и согласования объектов испытания, что обуславливает возможность неуспешного испытания отдельных объектов.

Разработка валидных петрофизических моделей для интерпретации ГИС при выделении объектов испытания в процессе бурения скважины возможна при использовании массовых методов петрофизических исследований пород, например по ЯМР в модификации АО «НПЦ «Недра» (рис. 13).

Второе неперемное условие успешного испытания трещинно-поровых и трещинных коллекторов – оценка тангенциального напряжения в прискважинной зоне пласта [3, 4, 7, 12, 16].

Пробуренная скважина изменяет напряженное состояние горных пород, сложившееся за время их существования. Если в породе существует система раскрытых вертикальных и квазивертикальных трещин, то новое тангенциальное (кольцевое сжимающее) напряжение может уменьшить их раскрытость. Тангенциальное напряжение зависит от плотности

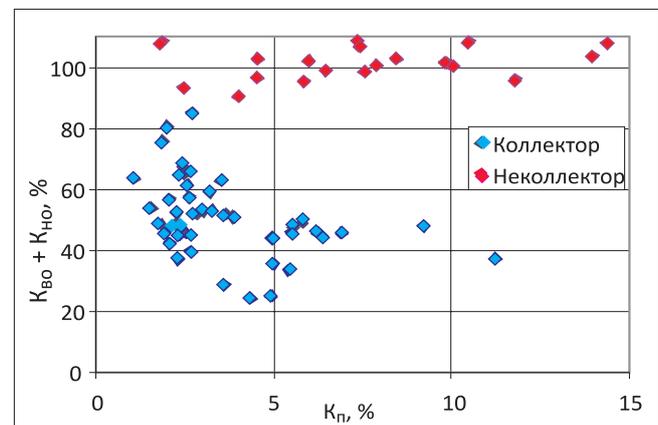


Рис. 12. Сопоставление пористости пород и остаточного флюидонасыщения (использованы определения, где сумма превышает 100%, с учетом точности определения $K_{во}+K_{но}$ не больше 10%)

жидкости, заполняющей скважину. Изменяя γgH , его можно регулировать:

$$\sigma_0^0 = -2k\rho gH + \gamma gH + nP_{пл}$$

где k – коэффициент бокового отпора; ρ – плотность пород; γ – плотность бурового раствора; g – ускорение силы тяжести; n – коэффициент разгрузки напряжений в скелете породы пластовым давлением ($P_{пл}$).

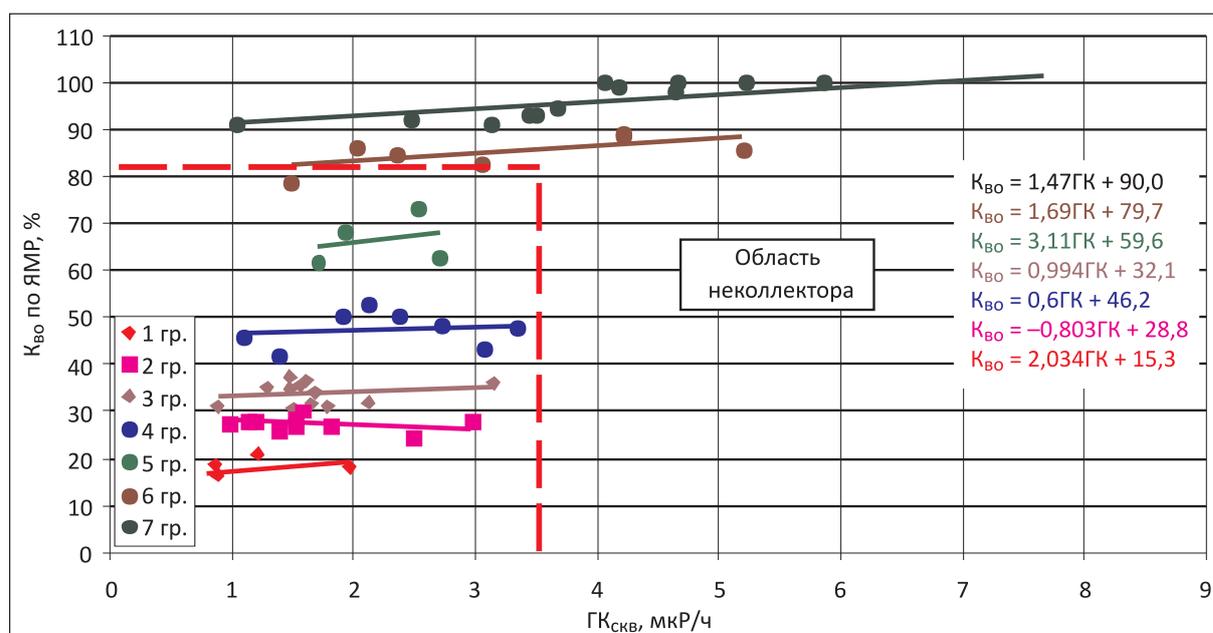


Рис. 13. Граница коллектор – неколлектор по ГК и $K_{во}$ ЯМР для разных групп карбонатных пород

Расчет напряжений (σ_0), «схлопывающих» основные фильтрующие трещины в околоскважинном пространстве, для продуктивных горизонтов Чайкинской скв. 367 показал, что они зависят от упругих свойств пород, определяющих коэффициент бокового отпора. Значения тангенциального напряжения (упругая модель) и пластового давления могут быть сопоставимы и в этом случае могут изменять раскрытость трещин. Пластовое давление и тангенциальное напряжение – антагонисты: если первое поддерживает раскрытость пустот коллектора, то второе стремится их закрыть. Поскольку σ_0 зависит от депрессии на пласт (γgH), это предъявляет дополнительные требования при выборе ее предельных значений. В табл. 4 представлен расчет тангенциального напряжения в околоскважинном пространстве на глубинах размещения объектов испытания и предельных значений депрессий, при которых возможно полное «схлопывание» трещинного коллектора.

В табл. 5 приведены результаты испытаний и физические свойства ряда венд-кембрийских потенциально продуктивных горизонтов Чайкинской

скв. 367. Для талахского, телгеспитского, юряхско-3, кудулахского горизонтов, судя по значениям $K_{во}$, K_p , имеются явные предпосылки () присутствия подвижных флюидов и получения значимого притока. Между тем приток получен только в тех горизонтах, где депрессия (ΔP) на пласт не превысила своих предельных значений.

Выводы

1. Опыт работы с керном параметрических скважин показал, что его исследование с заранее запланированным объемом лабораторных измерений и построением традиционных моделей «кern – kern» и «кern – ГИС» не позволяет создать кондиционную геологическую модель коллектора.

2. Исследования керна и шлама параметрической скважины следует начинать в процессе бурения с экспрессных массовых методов, включающих пиролитические исследования (ТМС, RockEval), петрофизические (ЯМР, ртутная порометрия (выборочно), плотность, пористость), геохимические (РФА, ПКСА). На основе полученных данных разра-

Таблица 4

Тангенциальное напряжение и предельные депрессии

Объект	H, м	$P_{горн}$, МПа	$2kpgH$, МПа	ρ , г/см ³	gH , МПа	$P_{пл}$, МПа	σ_0 , МПа	Предельная депрессия, МПа
Вилючанский	1745	46	37	1,08	18,8	15,06	-3,2	11,9
Талахский	1635	43	35	1,08	17,7	14,1	-3,0	11,1
Хамакинский 1	1560	41	33	1,08	16,8	13,48	-2,8	10,7
Хамакинский 2	1450	39	31	1,23	17,8	12,51	-0,5	12,0
Телгеспитский	1282	34	27	1,23	15,8	11,06	-0,4	10,6
Кудулахский	1056	28	22	1,23	13,0	9,11	-0,3	8,8
Юряхский 3	993	26	21	1,23	9,0	8,97	-3,2	5,8
Осинский	887	24	19	1,23	10,9	7,1	-0,8	6,3



Таблица 5

Петрофизические характеристики и результаты испытаний

Интервал испытания, м	Объект	K _п , %		K _{во} , %	ΔP, МПа	P _{пл} , МПа	Приток, м ³ /сут
		по ГИС	по керну				
1740–1750	Вилючанский	3,4–4,9	1,6–13,0	72–79	13,5	15,06	0
1619–1650	Талахский	2,8–8,5	2,1–13,4	57–83	12,8	14,10	0
1554–1566	Хамакинский 1	7,6–10	0,6–7,4	78–80	13,9	13,48	0
1441–1458	Хамакинский 2	–	–	–	10,8	12,51	Газ
1276–1288	Телгеспитский	6,5–10,5	1,6–8,7	37–44	10,3	11,06	0
1053–1059	Кудулахский	7,2–10,7	–	–	8,63	9,11	1,1
981–1005	Юряхский 3	2,2–4,4	0,8–7,0	42–59	7,75	8,97	2,1 (0,5 нефть)
876–896	Осинский	7,1–12,4	0,2–9,5	3,5–5,7	0,02	7,1	78,6

бываются рабочие петрофизические модели для оперативной интерпретации ГИС и планируется программа детальных петрофизических исследований.

Отбор образцов керна для детальных петрофизических исследований необходимо выполнять после доверительной увязки профильного ГК керна и ГК скважины при $r \geq 0,8$.

3. Петрофизическое моделирование литологических типов пород при интерпретации литолого-стратиграфического разреза параметрической скважины важно проводить с максимальным использованием количественных критериев: содержание породообразующих и акцессорных минералов, а также органогеохимические и петрохимические параметры и коэффициенты.

4. Интервалы испытания выбираются после массовых экспрессных исследований керна с учетом основного петрофизического фильтра ($K_{во} + K_{но} < 100\%$) и выделения трещиноватых интервалов. Обоснование граничных значений депрессий на испытываемый пласт необходимо проводить на основе расчетов напряженного состояния пород в околоскважинном пространстве. Это позволит оценить гидродинамическую связь скважины с системой трещин, по которым осуществляется основное движение флюидов в порово-каверново-трещинном коллекторе.

5. Необходима разработка регламентов петрофизических исследований керна параметрических скважин:

- проведения профильных измерений керна и доверительной увязки $GK_{кern} - GK_{ГИС}$;
- программ массовых и детальных лабораторных исследований керна и шлама, отвечающих современному уровню инструментального и методического обеспечения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Временное** положение об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ: Приказ МПР РФ от 07.02.2001 № 126. – М., 2001.

2. **Геология** нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.

3. **Динник А. Н.** О давлении горных пород и расчет крепи круглой шахты // Инженерный работник. – 1925. – № 7.

4. **Дорогиницкая Л. М., Шиганова О. В., Стомпелев И. Е.** Выделение приточных пород-коллекторов в венд-кембрийских отложениях Сибирской платформы (на примере параметрической Чайкинской скв. 367) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2016. – № 2 (26). – С. 50–64.

5. **Дудаев С. А.** Информативность гамма-спектрометрии скважин при изучении глинистых коллекторов Предкавказья // Каротажник. – 2011. – № 7(205). – С. 85–101.

6. **Жданова М. В.** Обоснование интерпретационной модели для определения фильтрационно-емкостных свойств водоносных пластов при строительстве подземных хранилищ газа // Каротажник. – 2014. – № 6 (240). – С. 59–73.

7. **Ильинский В. М., Лимбергер Ю. А.** Геофизические исследования коллекторов сложного строения. – М.: Недра, 1981. – 207 с.

8. **Интерпретация** результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: справочник / под ред. В. М. Добрынина. – М.: Недра, 1988. – 470 с.

9. **Кожевников Д. А.** Проблемы интерпретации данных ГИС // Информация и космос. – 2005. – № 1. – С. 29–41.

10. **Количественная** оценка добычных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС / Л. М. Дорогиницкая, Т. Н. Дергачева, А. Р. Анашкин и др. – Томск: SNN, 2007. – 278 с.

11. **Количественная** оценка параметров нетрадиционных пород-коллекторов / В. Ф. Козляр, В. М. Темников, В. В. Егоров, Н. В. Козлов // Каротажник. – 2007. – № 10 (163). – С. 49–60.

12. **Лехницкий С. Г.** Определение напряжений в упругом изотропном массиве вблизи вертикальной цилиндрической выработки кругового сечения. – М.: Изд-во АН СССР, Отд. техн. наук, 1938. – С. 70–75.

13. **Мельник И. А.** Вычисление интенсивности вторичных геохимических процессов в песчаных пластах по материалам геофизических исследова-



ний скважин // Каротажник. – 2014. – № 1 (245). – С. 52–65.

14. **Мельников Н. В.** Нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской НГП // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37, № 8. – С. 196–205.

15. **Семенов В. В., Элланский М. М.** Уточнение понятия «граница коллектора» для нефти

и воды // Геофизика. – 2004. – Спец. выпуск. – С. 78–82.

16. **Сибиряков Б. П.** Напряженное состояние горных пород в окрестности скважины (на примере горных пород Сибирской платформы) // Геология и геофизика. – 1993. – Т. 34, № 9. – С. 73–80.

© Л. М. Дорогиницкая, О. М. Шиганова, 2017