

УДК 553.981.2: 550.832(031)

И.В. Шпуров¹, В.В. Черепанов², В.С. Афанасьев³**ВЫДЕЛЕНИЕ ИНТЕРВАЛОВ РАЗРЕЗА,
ПЕРСПЕКТИВНЫХ НА ПОИСКИ ГАЗА,
В ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ
СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
(НА ПРИМЕРЕ МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГАЗА)**

ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых»,
119180, Москва, ул. Большая Полянка, 54, стр. 1
ООО «Газпром недра» ПАО «Газпром», 117418, Москва, Новочерёмушкинская улица, 65
ООО «Геоинформационные технологии и системы», 119334, Москва, ул. Вавилова, 5, корп. 3

FBO "State Commission for Mineral Reserves", 119180, Moscow, Bolshaya Polyanka st., 54, bd 1
ООО "Gazprom nedra LLC" PJSC Gazprom, 117418, Moscow, Novochemyomushkinskaya st., 65
ООО "Geoinformation Technologies and Systems" LLC, 119334, Moscow, Vavilova st., 5, bd 3

Приведены данные о методике оценки по геолого-геофизическим и промысловым данным промышленного потенциала сенонских отложений верхнего мела на Медвежье месторождении. Описаны особенности газоносного комплекса пород, представленного глинистыми образованиями. Рассмотрены принципы оценки геологических свойств и газоносности отложений по данным ГИС.

Ключевые слова: глинистые отложения, сенон, верхний мел, Западная Сибирь, газонасыщенность, подвижный газ.

Reserves estimation approach is discussed for the Upper Cretaceous Senonian deposits at Medvezhye gasified. The approach is based on geological, petrophysical characterization and production history of the field. Dominant clay formations that form the gas-bearing reservoir are described and characterized. Primary guidelines are defined to estimate geology and hydrocarbon saturation based on geophysical well logs.

Key words: shale deposits, Senonian, Upper Cretaceous, Western Siberia, gas saturation, mobile gas.

Введение. На месторождении Медвежье и других месторождениях в пределах Надым-Пур-Тазовского региона, содержащих крупные газовые и газоконденсатные залежи в верхнемеловых сенонских отложениях, обнаружены значительные по объему скопления газа в вышележающих глинистых отложениях [Черепанов и др., 2015]. Эта толща получила название сенонский газоносный комплекс пород (сокращенно сенон). Она имеет толщину около 120 м и стратиграфически в геологическом разрезе соответствует отложениям березовской свиты, выделенной в пределах коньякского, сантонского и низов кампанского ярусов верхнего мела. Березовская свита залегает на представленной глинами кузнецовской свите. Сверху отложения перекрыты глинистой толщей кампанского возраста. В интервале залегания березовской свиты на текущем этапе изучения выделены четыре раздела сенона: верхний НБ₀ и НБ₁, а также нижний НБ₂ и НБ₃.

Структурно-минералогическое строение пород и флюидальное насыщение порового пространства.

Геологический разрез отложений характеризуется уникальными свойствами [Родивилов и др., 2018]. Он сформирован терригенными, преимущественно глинистыми породами, представлен отдельными прослоями разной толщины, характеризующимися изменяющимся и относительно стабильным составом слагающих частиц микроскопического, малого и среднего размера. Широкий диапазон изменения размеров частиц привел к формированию в толще микропорового пространства сложной структуры.

На рис. 1 представлена обобщенная объемная модель пород сенона. Скелет пород сложен следующими минералами по степени убывания их содержания (%): кварц и его гомологи (56÷66), монтмориллонит (25÷29), слюды (4,3÷5,7), Наполеовой шпат альбит (2,6÷4,3), цеолит (1,5÷3), каолинит (0,5÷1,5), хлорит (0,2÷0,7), ортоклаз (0,3÷0,4), пирит (0,8÷0,9). Карбонатный цемент занимает <0,1%.

Породы характеризуются мало изменяющейся по разрезу пористостью ($K_{п}$ ~30%), что соответствует региональной степени уплотнения

¹ Федеральное бюджетное учреждение «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», Генеральный директор; e-mail: gkz@gkz-rf.ru

² ООО «Газпром недра» ПАО «Газпром», Генеральный директор; e-mail: office@nedra.gazprom.ru

³ ООО «Геоинформационные технологии и системы», заместитель генерального директора; e-mail: srw@gintel.ru, vit_0643@mail.ru

Скелет породы					Поровое пространство		
Частицы среднего размера	Частицы малого размера	Частицы микро размера	Связанная вода	Связанный газ	Подвижный газ		
Минералы, слагающие частицы породы	Минералы	Пласты	Среднее, %			Критерий выделения продуктивного интервала	
			НБ ₀	НБ ₁	НБ ₂	Притока газа нет	
	Кварц		56.6	44.6	66.0	Связанная вода Связанный газ	
	ОКТ-фаза		0.1	21.7	0.1		
	Монтмориллонит		29.3	21.9	25.5	Приток газа есть	
	Каолинит		1.5	1.6	0.5	Связанная вода Связанный газ Подвижный газ	
	Хлорит		0.7	0.9	0.2		
	Слюда		5.7	5.4	4.3		
	Альбит		4.3	2.8	2.6		
	Ортоклаз		0.4	0.3	0.3		
	Пирит		0.8	0.7	0.9		
Кальцит+Доломит		0.10	0.09	0.09			
Цеолит		1.5	1.3	3.0	Условие устойчивого притока газа при разработке: Наличие подвижного газа в окружающей скважину толще пород в пределах интервала глубин		

Рис. 1. Обобщенная модель пород в разрезе сенона

глинистой толщине на глубине около 900 м и малой толщине отложений (<120 м). Они имеют очень низкую абсолютную проницаемость ($K_{пр}$), в основной части разреза она не превышает 0,1 мД ($0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²), на отдельных участках толщине доходит до 1 мД (10^{-3} мкм²). Абсолютная проницаемость пород существенно изменяется по разрезу и может служить критерием разделения толщине на отдельные прослои, характеризующиеся разными геологическими и продуктивными свойствами.

Глинистая толща, имеющая аномальное содержание монтмориллонита (20–30% массы скелета), который обладает максимальным поверхностным электрическим зарядом (эквивалентным 1 молю на литр поровой среды), характеризуется физическими свойствами, значительно отличающимися от типичных песчаных и алевритовых пород. Вследствие высокого электрического заряда внутренней поверхности пор и ультрамалых размеров их сечений в поровом пространстве возникло аномально высокое содержание электрически и капиллярно связанной воды ($K_{в.св}$), объем которой достигает более половины порового пространства породы. Связанная вода заполняет пристеночную часть пор, формируя пространство фильтрующих каналов в их центральных частях со значительно уменьшенными радиусами по сравнению с радиусами самих пор структурного каркаса породы. Такая особенность привела к дополнительной значительной сложности и неоднородности строения фильтрующей поровой среды.

Малые размеры сечений фильтрующих поровых каналов обеспечили возникновение значительных во величине капиллярных сил в процессе насыщения толщине газом. Фактически произошло лавинное всасывание газа во все пространства

фильтрующих каналов. В результате отложения сенона в текущем их состоянии представляют собой предельно газонасыщенный разрез, в поровом пространстве которого содержатся только связанная вода и газ: $K_{газ} + K_{в.св} = 1$.

Связанная вода включает часть рыхло связанной воды, которая при вскрытии разреза в скважине и снижении давления в прискважинной зоне пласта может становиться подвижной и извлекаться из порового пространства при испытаниях и при разработке.

Газ, содержащийся в порах, имеет два состояния: связанный ($K_{газ.св}$) и подвижный ($K_{газ.п}$): $K_{газ} = K_{газ.св} + K_{газ.п}$. Наличие двух составляющих газа теоретически объясняется разной степенью структурной поляризации смеси молекул воды и газа («водогазовой смеси», для краткости изложения названной поляризованным газом), состоящей из рыхло связанной воды и газа (вплоть до образования форм типа газогидратов). Смесь, сформирована в порах ультрамалого размера в не занятом связанной водой пространстве и находится в высоком электрическом поле поровых каналов, с одной стороны, при низкой температуре пород в разрезе, при которой процесс поляризации молекул протекает с существенной интенсивностью — с другой [Кобранова, 1986]. В поровой среде с микроскопическими радиусами каналов присутствует только связанный газ в форме поляризованных водогазовых структур. В порах с большими размерами сечений каналов, кроме поляризованного газа, присутствует сухой подвижный (неполяризованный) газ, который можно извлекать при разработке.

На основе изложенного выше признак выделения в толще сенона продуктивных интервалов —

обнаружение в порах подвижного газа. Суммарную толщину таких интервалов в скважине можно рассматривать как эффективную толщину $h_{эф}$.

Проведенные испытания толщину сенона в скважинах показали, что полученные в начальной стадии испытаний высокие дебиты газа через небольшое время начинают резко уменьшаться. Такое явление может свидетельствовать о том, что геологическая среда вокруг скважины имеет существенную неоднородность по содержанию подвижного газа, что не позволяет в течение длительного периода поддерживать добычные характеристики разреза. Таким образом, содержание в объеме пласта геологических тел с подвижным газом определяет перспективы устойчивой добычи газа. Следовательно, локализация таких газовых резервуаров — цель геологического моделирования отложений сенона. Следует также отметить, что применение понятия «коллектор» в сложившемся представлении о традиционных терригенных коллекторах для отложений типа сенона неприемлемо.

Изложенные особенности геологического строения и газоносности толщи сенона определяют принципы выделения в этих отложениях потенциально продуктивных интервалов. При решении этой задачи необходимо:

- во всех скважинах выявить интервалы разреза с подвижным газом и оценить эффективную толщину $h_{эф}$ как сумму длин этих интервалов;
- в толще в целом локализовать зоны распространения подвижного газа, являющиеся, по сути, основным объемом извлекаемых запасов.

На территории Медвежьего месторождения такую информацию можно получить на основе переинтерпретации данных ГИС для всего фонда скважин и выполнения геологического моделирования пространственного распределения объемов подвижного газа.

Изложенное показывает, что сенонский газоносный комплекс пород — новый тип продуктивных отложений на территории Западной Сибири, поэтому необходимо обосновать новые методы обработки и интерпретации первичной геолого-геофизической информации, геологического моделирования и создания системы эффективной разработки залежи газа на различных участках месторождения. Формальный перенос методологий, разработанных ранее для других типов геологических разрезов, проблематичен.

Цели и пути развития геологоразведочных работ в отложениях сенона. В настоящее время стоит задача оценки промышленного потенциала добычи газа из толщи сенона на Медвежьем месторождении, выбранном в качестве полигона — первоочередного объекта оценки газового потенциала всего севера Западной Сибири. Цель — выявление в отложениях скопления подвижного газа, оценка объема его запасов и определение структуры пространственного распределения газа в толще, что

будет гарантировать рентабельность геолого-технических мероприятий по дальнейшему освоению месторождения. Необходимо также детальное обоснование целесообразности проведения дополнительных геологоразведочных работ.

Решение перечисленных задач на первом этапе может быть реализовано на основе использования уже имеющегося массового геолого-геофизического материала по скважинам Медвежьего месторождения. Подчеркнем, что на этом месторождении в пределах залегания отложений сенона геофизические исследования (ГИС) в скважинах обычно выполнялись как проходные при изучении более глубоко залегающих продуктивных отложений. Регистрируемый в этих скважинах комплекс данных ГИС включал стандартную электрометрию (стандартный градиент-зонд и потенциал-зонд) и радиоактивный каротаж методами ГК и НГК. Фонд таких скважин на Медвежьем месторождении составляет около 370 единиц. В 5 скважинах, пробуренных в последние годы на разных участках месторождения, в интервале залегания сенона зарегистрирован расширенный комплекс ГИС. Из этих скважин отобран керн и выполнены его петрофизические исследования, осуществлены испытания до и после проведения гидравлического разрыва пластов (ГРП) в горизонтальных участках стволов скважин. Полученные данные позволили получить геологическую информацию о строении и свойствах сенонского комплекса пород.

Для установления пространственного изменения содержания подвижного газа в толще сенона необходимо:

- выполнить углубленную переинтерпретацию данных ГИС по всем скважинам, выделить в разрезах этих скважин интервалы, содержащие подвижный газ, оценить его долю в поровом пространстве;
- осуществить геологическое моделирование с локализацией в толще сенона тел, содержащих подвижный газ;
- осуществить геомеханическое моделирование с оценкой действия боковых напряжений, контролирующих газонасыщение и дренирование газа в отложениях.

Методика интерпретации данных ГИС, независимо от используемого сокращенного или более полного комплекса методов каротажа, должна обеспечить определение следующих параметров пород в разрезе скважины:

- структурно-минералогическое строение пород;
- коэффициент пористости K_p ;
- флюидальное насыщение порового пространства (доля связанной воды $K_{в.св}$, коэффициенты общей и подвижной газонасыщенности $K_{газ}$ и $K_{газ.п}$, соответственно);
- геомеханические свойства пород (модули Юнга, сдвига, а также коэффициенты сжимаемости и Пуассона);

- скоростные характеристики пород (скорость пробега продольной и поперечной акустической волн, импеданс, вертикальный годограф, синтетическая сеймотрасса);
- давление (горное, гидростатическое, пластовое, боковое напряжение, давление гидроразрыва).

Методика восстановления геологических свойств и газонасыщения сенонского комплекса пород. Для реализации задач комплексного изучения промышленного потенциала сенона разработана методика, получившая название СенонГаз. При ее создании были приняты во внимание следующие факторы. Геологический разрез представлен породами с аномально малой проницаемостью. В этих условиях при бурении скважин отсутствует проникновение фильтрата промывочной жидкости в прискважинную зону пород. Как следствие, показания всех методов ГИС отражают свойства пород, в которых флюидальное насыщение порового пространства остается истинным природным. Вследствие этого показания электрических зондов разного размера, характеризующихся различной глубиной исследований, совпадают, и любой из зондов можно использовать для определения удельного электрического сопротивления (УЭС) пород.

Газонасыщенные породы характеризуются повышенными величинами УЭС. Это демонстрируется на графике сопоставления $УЭС = f(K_p)$, построенном для скважины 5С (рис. 2). На график нанесены точки по прослоям, указанным на поле графика.

Наличие подвижного газа в порах при отсутствии зоны проникновения в отложения сенона в области измерения зондами аппаратуры физических свойств пород приводит к существенному, но различному по величине влиянию подвижного газа на показания данных, полученных методами АК, НК, ГГК соответственно. Учет этого фактора при обработке данных в комплексе с электрометрией, которая обеспечивает определение общей газонасыщенности пород $K_{газ}$, позволяет, с одной стороны, достоверно оценить значения коэффициента пористости K_p пород, а, с другой — выделить в разрезе интервалы залегания пород, в поровой среде которых содержится подвижный газ, и оценить его объемное содержание $K_{газ.п.}$

На рис. 3 показано сопоставление показаний, полученных методами АК, ГГК, и водородосодержания по НГК ($W_{нк, нк}$), а также значений коэффициента пористости $K_{п.кern}$, определенного по керну по скважинам со сплошным выносом керна, полученного в разрезе сенона и в нижнемеловых отложениях Уренгойского месторождения. На графиках для сенона черная стрелка демонстрирует изменение показаний, полученных методами ГИС, при увеличении коэффициента общей газонасыщенности.

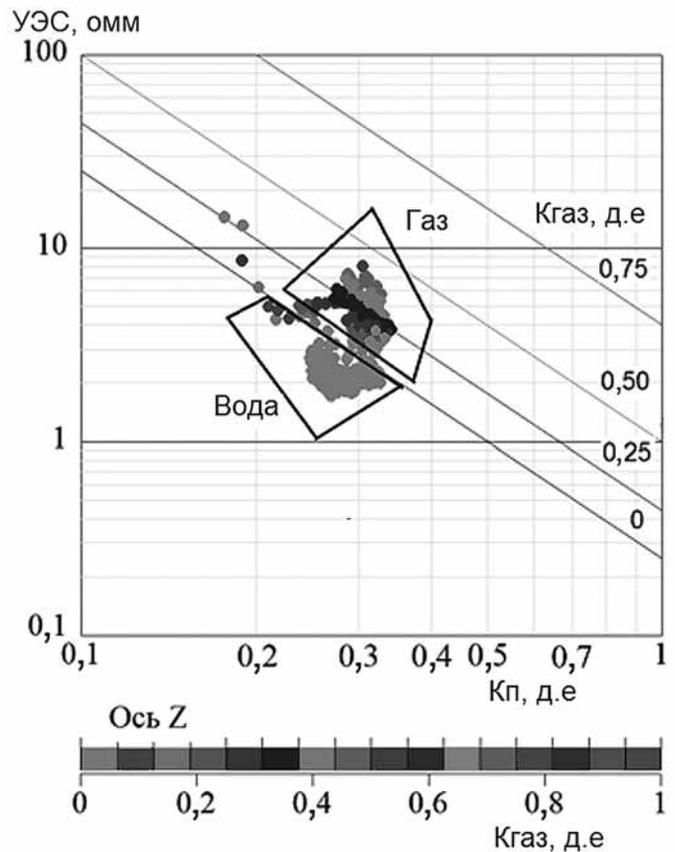


Рис. 2. График, иллюстрирующий закономерное повышение УЭС пород при их насыщении газом

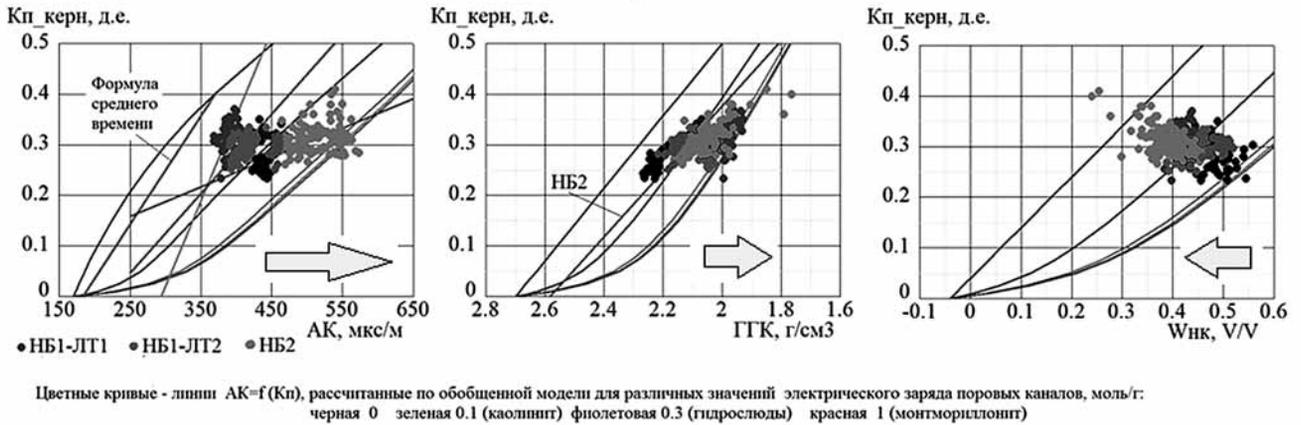
На графиках для нижнемеловых отложений Уренгойского месторождения черным выделены песчаники и алевролиты, серым — глины. На графиках четко видно, что глины представлены в разрезе преимущественно гидрослюдами — ограничивающая глины линия $K_p = f$ метод ГИС) соответствует емкости катионного обмена частиц хлоритов и гидрослюд (0,3 моль/г). Влияние газа отсутствует, поэтому точки отражают только неоднородность структурно-минералогического строения пород.

На графиках для разреза сенона точки отражают влияние газонасыщения на показания методов ГИС. Как видно на рис. 3, показания метода АК возрастают при наличии подвижного газа в порах. Влияние подвижного газа на показания НГК (водородосодержание $W_{нк}$) и ГГК также значительно.

Таким образом, при наличии в комплексе данных ГИС любого метода (АК, ГГК или НГК) определения пористости можно выделить подвижный газ на основе расчета количественной оценки его влияния на показания этого метода. При обработке сокращенного комплекса ГИС для этих целей используется кривая НГК.

Методика СенонГаз реализует вычислительный процесс комплексной обработки кривых УЭС, ГК, одного или нескольких методов пористости (НГК, АК и/или ГГК) и позволяет определить все

Медвежье месторождение. Сенон



Уренгой. Нижнемеловые отложения



Рис. 3. Сопоставление данных, полученных методами АК, ГГК и НК и коэффициента пористости, определенной по керну

искомые параметры, описанные выше. При расчетах применяется система обобщенных петрофизических моделей, которые описывают физические свойства пород, имеющих аномальное содержание глин [Афанасьев и др., 2003; Афанасьев и др., 2013.]. Исследования показали применимость этих моделей для оценки физических и геологических свойств пород сенона.

Методика обеспечивает определение содержания в скелете пород частиц трех размерных фракций — средних, малых и микроскопических. По данным определения фракционного состава с использованием данных о минеральном составе пород сенона, установленных при исследовании керна, для каждого уровня глубины вдоль ствола скважины рассчитывается состав слагающих породы минералов. Средние величины содержания кварца и монтмориллонита, а также других минералов в интервале сенона в разрезе скважины в обоснованном на коллекции керна диапазоне изменения служит подтверждением достоверности выполненной обработки данных ГИС по методике СенонГаз в целом.

По данным структурно-минералогического состава пород рассчитывается коэффициент Пуас-

сона. Затем по комплексу ГИС с использованием этого параметра вычисляются геомеханические и акустические свойства пород. Обработка данных ГИС выполняется в системе Gintel [Афанасьев и др., 2005].

Примеры применения методики и анализ результатов. На рис. 4–6 показаны примеры обработки данных ГИС по методике СенонГаз. На этих рисунках на полях планшетов, изображенных слева от поля глубины, представлены стратиграфическая разбивка разреза, исходные показания методов ГИС, а также приведены данные результатов испытаний — показаны интервалы вскрытия разреза и полученные дебиты (при отсутствии притока изображены только интервалы перфорации). На рис. 6, демонстрирующем обработку сокращенного комплекса данных ГИС по фоновой скважине 60, испытания сенона не выполнялись. На рис. 4 для скважины 2С на поле 5 планшета приведена кривая измеренных в скважине суммарных газопоказаний. На всех планшетах справа от поля глубины изображены поля с результатами, полученными по методике СенонГаз. На поле планшета « $K_{\text{газ подв.}}$ » показаны интервалы эффективных толщин, выделенные в

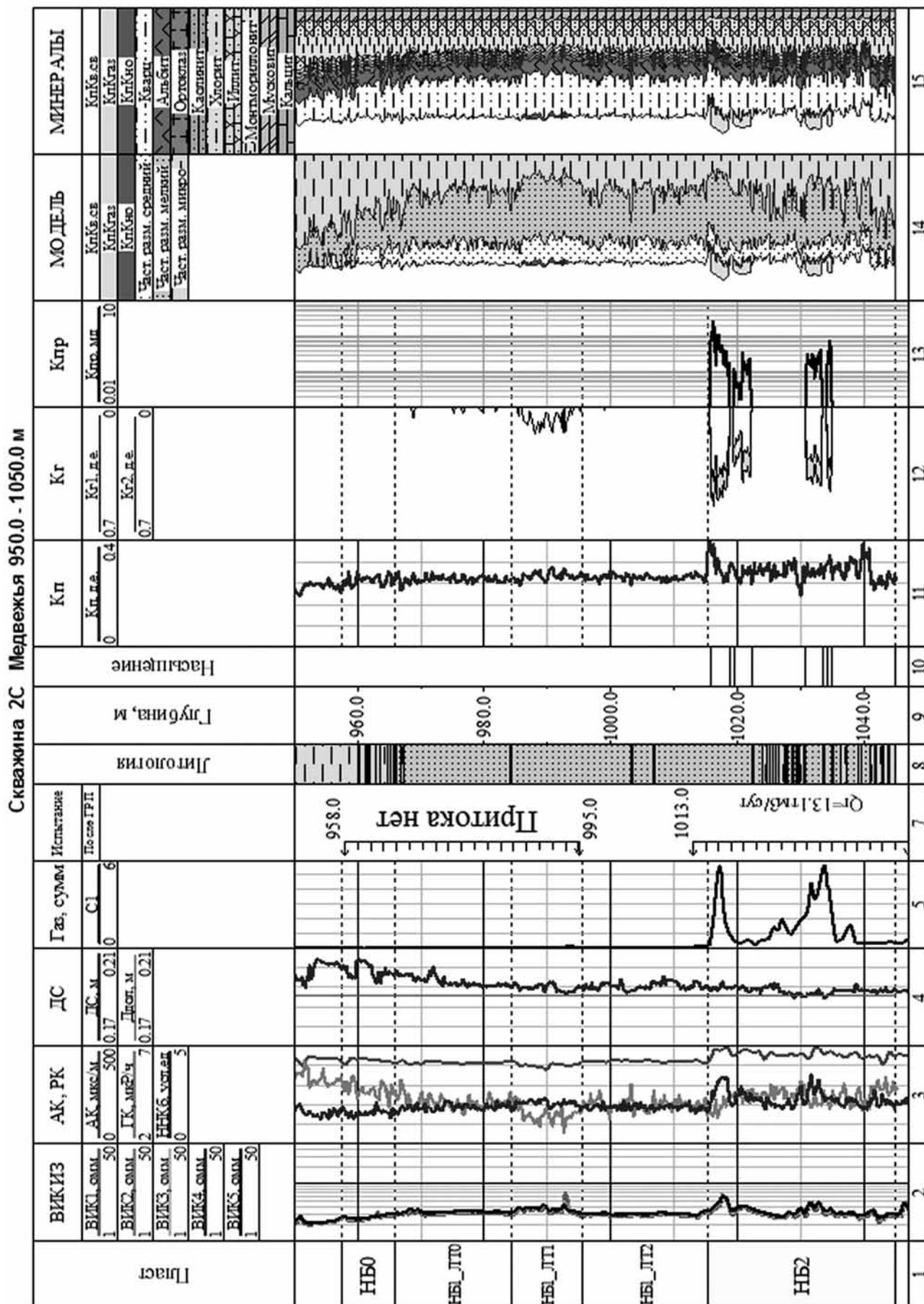


Рис. 4. Результаты данных ГИС в скважине при низком дебите газа по данным испытаний

Скважина ЗС Медвежья 920.0 - 1032.0 м

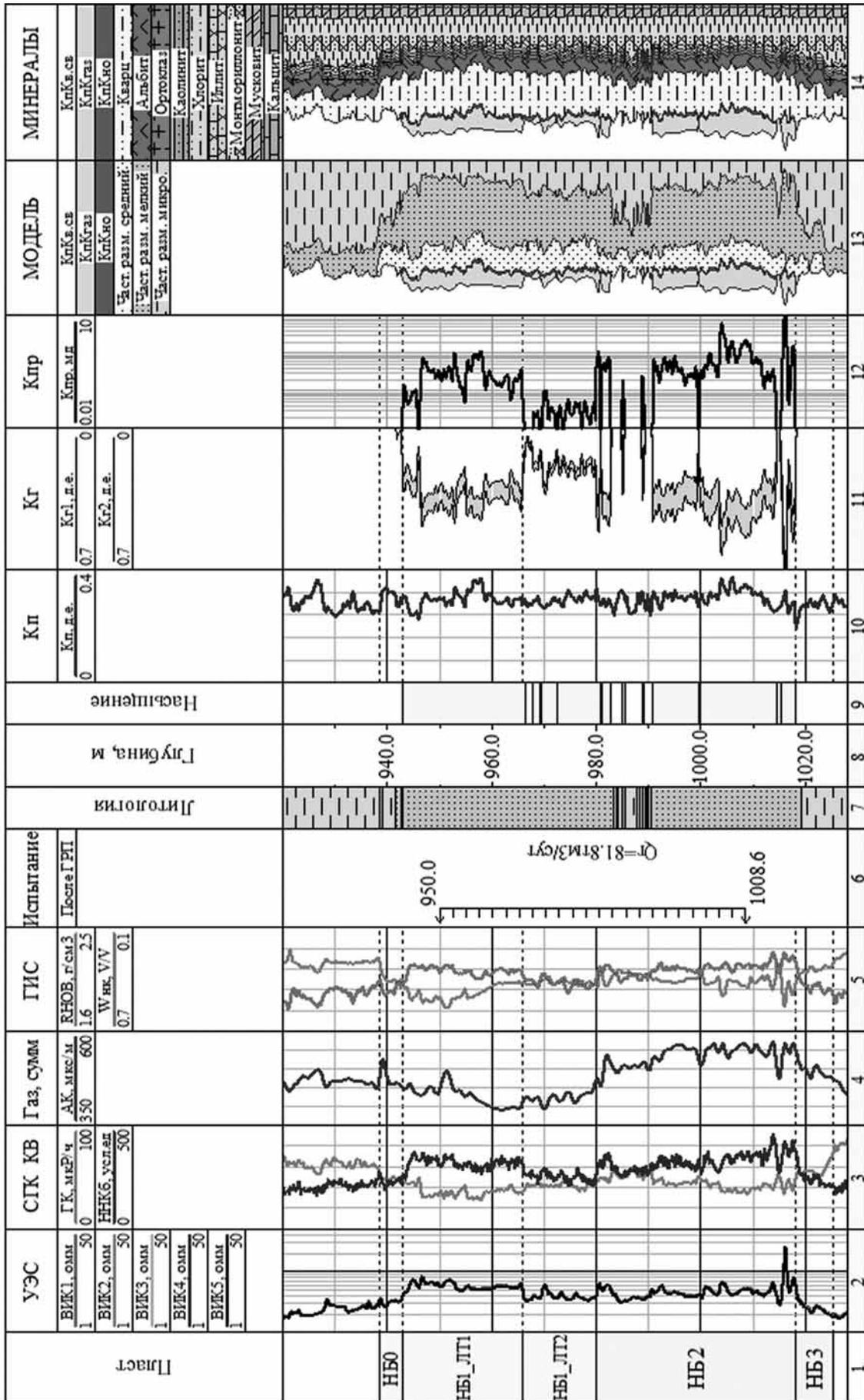


Рис. 5. Результаты данных ГИС в скважине при высоком дебите газа по данным испытаний

Скважина 60 Медвежья 950.0 - 1060.0 м

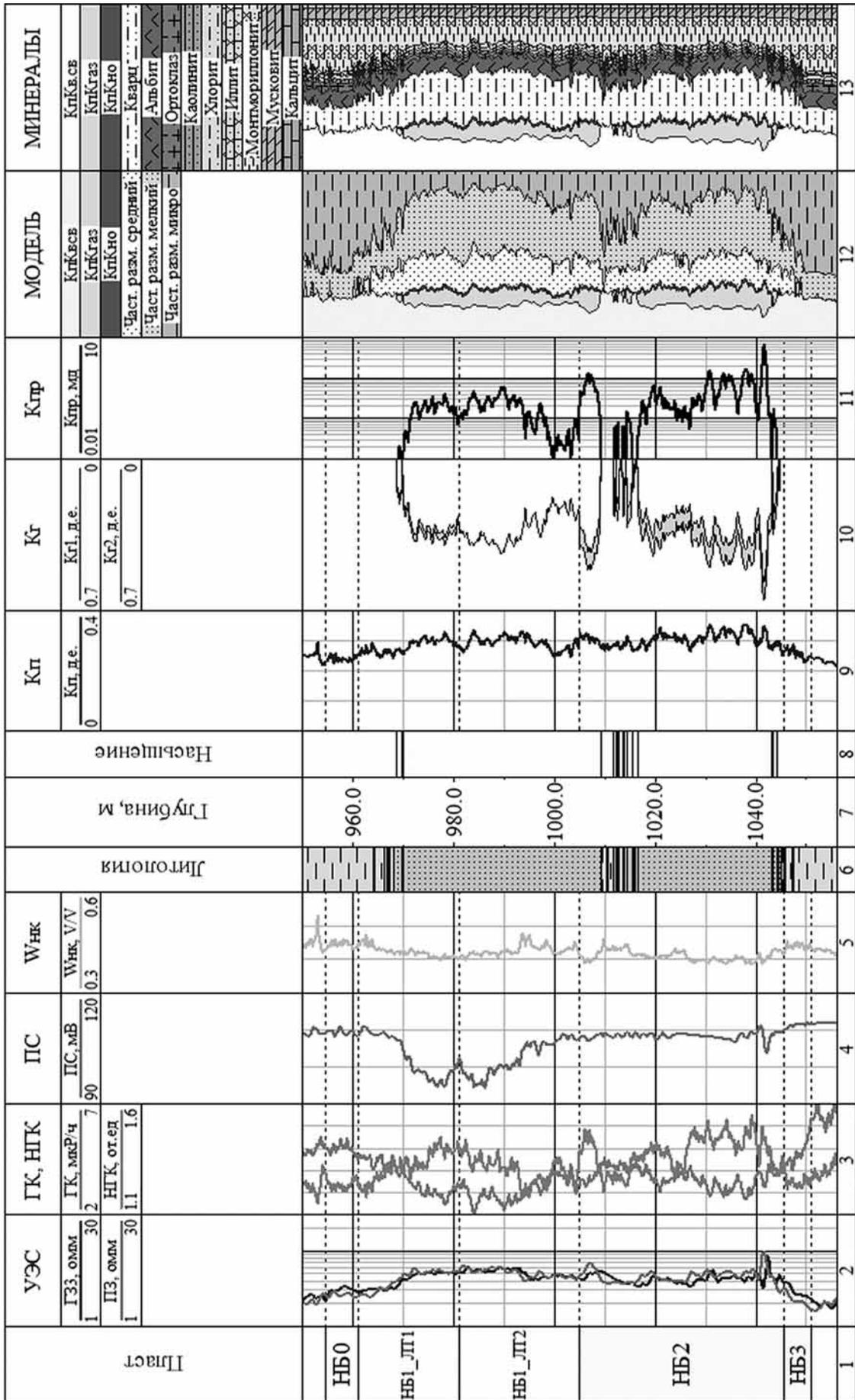


Рис. 6. Результаты интерпретации данных сокращенного комплекса ГИС

разрезе скважины по значимому расхождению показаний кривых Kr1 и Kr2. Кривая Kr1 определяет общую газонасыщенность слоя породы $K_{газ}$, кривая Kr2 представляет долю содержащегося в слое связанного газа $K_{газ,св}$. Залитое серым цветом пространство между этими кривыми показывает наличие в поровой среде подвижного газа, доля которого оценивается как $K_{газ,п} = Kr1 - Kr2$. Доля связанной воды в разрезе определяется по формуле: $K_{в,св} = 1 - Kr1$. Кривые $K_{в,св}$, Kr1 и Kr2 определяют начальное флюидальное насыщение порового пространства и состояние газонасыщения пород.

На поле планшета « K_p » изображена рассчитанная кривая пористости пород K_p . Эта кривая демонстрирует невысокое по диапазону изменение пористости, а следовательно, слабо отражает структурную неоднородность глинистых образований в разрезе сенона. В противоположность этому кривая абсолютной проницаемости K_{gh} , изображенная на поле планшета « $K_{пр}$ », показывает существенную дифференцированность и значительную фильтрационную изменчивость пород. Интервалы разреза, содержащие подвижный газ, характеризуются увеличенными величинами абсолютной проницаемости.

На поле планшета «МОДЕЛЬ» показана структурная модель породы, отражающая содержание в скелете частиц среднего, малого и микроскопического размера. Объем пор разделен на части в соответствии с флюидальным насыщением пор.

Как видно на рис. 4–6, практически все поровое пространство разреза заполнено связанной водой и газом (связанным, а в отдельных интервалах подвижным). В поровой среде содержится небольшая доля связанных углеводородов (окисленных битумов). На поле планшета «МИНЕРАЛЫ» изображена минералогическая модель скелета породы в разрезе, а также модель флюидального насыщения порового пространства.

Модели пород, а также кривая абсолютной проницаемости отражают геологическую неоднородность пород в разрезе. Они позволяют корректно определить границы залегания в разрезе пород сенона, дифференцировать разрез скважины на интервалы, в пределах которых породы сохраняют относительно однородное структурно-минералогическое строение, флюидальное насыщение и фильтрационные свойства.

Как видно на рис. 4, в разрезе сенона определены два интервала малой толщины, содержащие подвижный газ. Эти интервалы характеризуются высокими измеренными в скважине газопоказаниями, непосредственно свидетельствующими о наличии в них подвижного газа, который был извлечен при испытаниях. Малая эффективная толщина слоя с подвижным газом согласуется с маленьким дебитом, полученным из скважины.

На рис. 5 приведены результаты интерпретации данных ГИС для скважины 3С, в которой после проведения ГРП при испытаниях был получен относительно высокий дебит газа. По расчетам в разрезе сенона определена высокая величина эффективной пористости, соответствующая наличию в разрезе подвижного газа.

Особенность физических свойств глинистых газонасыщенных отложений сенона заключается в том, что в процессе эксплуатации залежей газа в поровой среде будет нарушаться сложившееся природное электрически нейтральное равновесие поляризации компонентов флюидов в электрическом поле высокой напряженности, природа которого обусловлена высоким содержанием глин, выстилающих поры породы, с преобладанием в их составе монтмориллонита. При этом флюидальное насыщение пород будет изменяться вследствие колебаний соотношения объемов связанного и подвижного газа, а также появления в притоке подвижной (бывшей рыхло связанной) воды. Теоретически можно предположить, что такое изменение флюидального насыщения может привести к росту доли подвижного газа в получаемом притоке за счет перехода связанного газа в подвижное состояние. Для установления реальных эффектов необходимо проведение специальных экспериментальных исследований.

На рис. 7 показан планшет с рассчитанными кривыми геомеханических свойств пород в разрезе сенона. На нем изображены кривые значений коэффициента Пуассона, модулей Юнга и сдвига, а также кривая величин коэффициента сжимаемости пород. Все рассчитанные параметры отражают существенную неоднородность пород в разрезе сенона по механическим свойствам.

Методика СенонГаз обеспечивает реализацию унифицированного методологического подхода к оценке геологических свойств и газонасыщенности пород в разрезе сенона Медвежьего месторождения.

Данные, полученные по всей совокупности скважин, дают возможность провести геологическое моделирование толщи и по полученной модели установить закономерности насыщения отложений подвижным газом, выделить в толще газонасыщенные тела, рассчитать геологические и извлекаемые запасы, оценить структуру запасов.

Это позволит получить объективные оценки промышленного потенциала сенона, а на этой основе снизить риски при эксплуатации сенонского газового комплекса на Медвежьем месторождении.

Описанные работы на Медвежьем месторождении можно также рассматривать как промышленный эксперимент, на основе которого может быть оценен фактический потенциал добычи газа из отложений березовской свиты в пределах всего Надым-Пур-Тазовского региона, а также всего севера Западной Сибири.

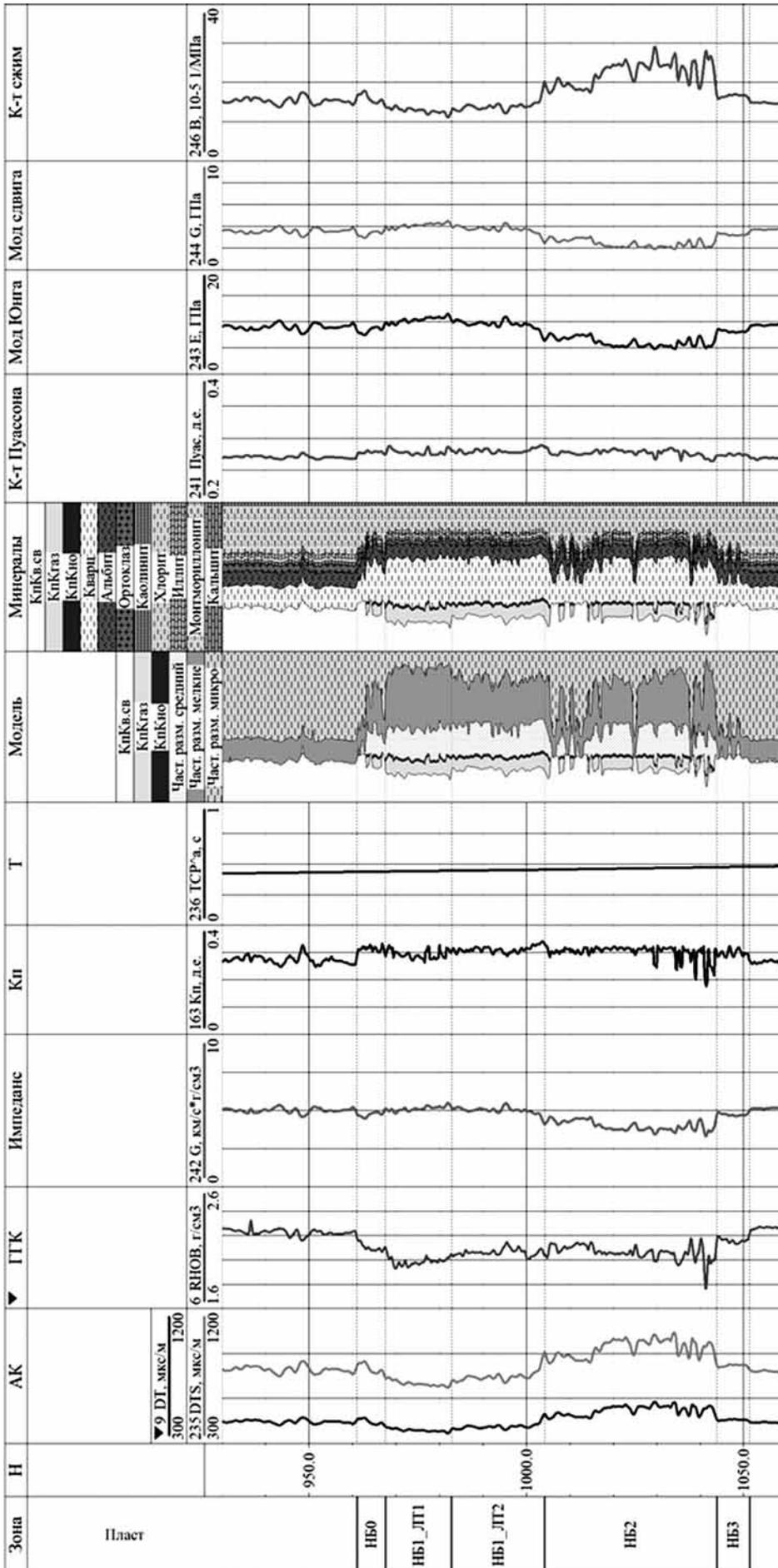


Рис. 7. Результаты расчета геомеханических свойств пород

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Афанасьев В.С., Афанасьев А.В., Афанасьев С.В.* Адсорбционная активность пористого пространства терригенной горной породы // НТВ «Каротажник». 2013. № 11 (233). С. 57–96.
- Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Афанасьев А.В.* Способ определения геологических свойств терригенной породы в околоскважинном пространстве по данным геофизических исследований разрезов скважин. Патент РФ № 2219337, 2003.
- Афанасьев В.С., Афанасьев А.В., Афанасьев С.В.* Система автоматизированной визуальной интерпретации результатов геофизических исследований скважин («Gintel») // Свидетельство о гос. регистрации программы для ЭВМ. 2005. № 2005610863.
- Кобранова В.Н.* Петрофизика: Учебник для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1986. 392 с.
- Родивилов Д.Б., Кокарев П.Н., Мамяшев В.Г.* Газонасыщенность нетрадиционного коллектора нижеберезовской подсвиты севера Западной-Сибири и ее связь с минеральным составом и структурой пустотного пространства // Экспозиция «Нефть-Газ». 2018. №3 (63). С. 26 — 31.
- Черепанов В.В., Пятницкий Ю.И., Хабибуллин Д.Я.* и др. Перспективы наращивания ресурсной базы газовых месторождений на поздней стадии разработки путем изучения промышленного потенциала нетрадиционных коллекторов надсенноманских отложений // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы: Мат-лы Междунар. науч.-практ. конф. Казань: Изд-во ФЭН, 2014. С. 104–110.
- Черепанов В.В.* Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нижеберезовской подсвиты севера Западной Сибири / В.В Черепанов, С.Н Меньшиков, С.А Варягов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 2. С. 11–26.

Поступила в редакцию 00.00.2020

Поступила с доработки 00.00.2020

Принята к публикации 00.00.2020