

УДК 553.98 (571.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-5-37-49

Геолого-геофизическое обоснование прогнозирования глинистых покрышек в отложениях суходудинской свиты Танамо-Малохетского мегавала Енисей-Хатангской нефтегазоносной области

© 2018 г. | А.В. Гвоздева, Э.А. Таратын

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; gvozdeva.a.v.91@gmail.com; edyardtaratyn@yandex.ru

Поступила 19.01.2018 г.

Принята к печати 21.05.2018 г.

Ключевые слова: *Енисей-Хатангская нефтегазоносная область; Танамо-Малохетский мегавал; суходудинская свита; катагенез; флюидоупор; разбухающие глины; покрышка; геофизические исследования скважин.*

В пределах Танамо-Малохетского мегавала суходудинская свита (K_1sd) представлена мелколагунными осадками: ритмичным чередованием алевритопесчаных и глинисто-алевритистых пачек, содержащих прослой углей. Свита характеризуется зональным распространением флюидоупоров (покрышек) в разрезе. Рассмотрены возможности использования методов геофизических исследований скважин (ГИС) при выделении глинистых покрышек. Показано, что качество флюидоупоров зависит от их толщины и содержания разбухающих глин. Выделение разбухающих глин в разрезе проводилось по данным кавернометрии. Предложена методика прогноза положения покрышек в разрезе по данным ГИС и сейсморазведки.

Для цитирования: Гвоздева А.В., Таратын Э.А. Геолого-геофизическое обоснование прогнозирования глинистых покрышек в отложениях суходудинской свиты Танамо-Малохетского мегавала Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 37–49. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-37-49.

Geological and geophysical substantiation of clay cap prediction in the Sukhodudinsky Formation (Tanamo-Malokhetsky mega-swell, Yenisei-Khatanga petroleum region)

© 2018 | A.V. Gvozdeva, E.A. Taratyn

FGBU «All-Russian Research Geological Oil Institute», Moscow, Russia; gvozdeva.a.v.91@gmail.com; edyardtaratyn@yandex.ru

Received 19.01.2018

Accepted for publication 21.05.2018

Key words: *Yenisei-Khatanga petroleum region; Tanamo-Malokhetsky mega-swell; Sukhodudinsky formation; catagenesis; impermeable bed; swelling clay; seal; well logging.*

Alternation of reservoir rocks and impermeable beds in the section, along with the other factors, is a necessary condition for formation of hydrocarbon accumulations. The problem of prospecting for hydrocarbons within the Tanamo-Malokhetsky swell out of the zone of clinofolds development, is associated with the lack of regional impermeable beds in the Sukhodudinsky section. Because of this, investigations of caprocks is of current importance in the territory. The paper discusses geological and geophysical substantiation of impermeable beds prediction in the section. Object of our research is Lower Cretaceous Sukhodudinsky formations identified within the Malokhetsky-Upper-Sukhodudinsky reservoir. In the territory of the Tanamo-Malokhetsky mega-swell, the formation is represented by alternation of sandy-siltstone-clay rocks. Irregularity of impermeable beds is typical for the reservoir. Presence of hydrocarbon accumulations is governed by zonal and mainly local occurrence of clay seals. Well log suite from 32 wells was used as the actual data. According to well tops, the Sukhodudinsky Fm (K_1sd) occurs in the depth interval from 400 to 2750 m, which corresponds to the stages of early and meso-catagenesis. Lithological breakdown of the section is carried out. Potential impermeable beds are identified in the section. Caliper logging data were used to identify a swelling clay in the promising traps of the Sukhodudinsky formation. Vugs of larger depth are a sign of higher swelling clay. It is shown that quality of potential seal depends not only on its thickness, but also on the total content of a swelling clay. Threshold values of a seal thickness and a swelling clay content are obtained for water-saturated sections, and also for the sections that can be gas-saturated or water-saturated, and only gas-saturated. It is found that position of the potential impermeable bed in the section is defined by the subsea depth of top and bottom of the Sukhodudinsky Fm. This provision allows predicting the areal distribution of seals.

For citation: Gvozdeva A.V., Taratyn E.A. Geological and geophysical substantiation of clay cap prediction in the Sukhodudinsky Fm (Tanamo-Malokhetsky mega-swell, Yenisei-Khatanga petroleum region). *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(5):37–49. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-37-49.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Нефтегазоносные комплексы западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области [1]

Fig. 1. Hydrocarbon plays in the western part of the Yenisei-Khatanga Petroleum Region [1]

Система	Отдел	Ярус	Свита	Нефтегазоносный комплекс	Резервуар
Меловая	Верхний	K _{km}	Салпадаяжинская	Турон-сантонский	/
		K _{st}	Насоновская		Насоновский
		K _k	Дорожжовская		/
		K _t	Долганская	Апт-альб-сенманский	Долганско-верхнеяковлевский
	K _s	Яковлевская	/		
	K _{al}	Малохетская	Неокомский		Малохетско-верхне-суходудинский
	K _a	Суходудинская		Нижнехетско-дерябинский	
	K _{br}	Нижне-хетская Дерябинская			
	K _g				
	Юрская	Верхний	J _v	Яновстанговская	Верхнеюрский
J _{km}			Сиговская	Сиговский	
J _o			Точинская	Среднеюрский	/
J _{jk}		Мальшевская	Мальшевский		
J _{bt}		Леонтьевская	/		
J _b		Вымская	Вымский		
Средний		J _a			

Неокомский нефтегазоносный комплекс на территории Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (НГО) представлен нижнехетской, суходудинской и малохетской свитами. Он является основным продуктивным комплексом со сложными и крупными многопластовыми месторождениями углеводородов. В западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба в неокомском комплексе выделяются нижнехетско-дерябинский (клиноформный подкомплекс) и малохетско-верхнесуходудинский (шельфовый подкомплекс) резервуары, перекрытые флюидоупорами различной степени надежности и зональной протяженности (рис. 1) [1].

По материалам геофизических исследований скважин (32), расположенных вне зоны развития клиноформ (неокомский шельфовый подкомплекс), толщина суходудинской свиты изменяется от 163 до 709 м. В разрезе свиты выделяется несколько глинистых пачек, которые являются экранами для песчаных пластов: моховая (СД_{x-xi}), савуйская (СД_{ix}), чеускинская (СД_{viii}), сармановская (СД_{vi-vii}), уренгойская (СД_{i-iv}, СД_{iii-v}) и пимская (СД_o) (рис. 2–4) [2, 3].

Суходудинская свита представлена преимущественно мелко-тонкозернистыми песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами,

которые содержат растительный детрит и углистый материал. В верхней части разреза выделяются пласты углей небольшой толщины [2, 3]. Угли ассоциируют с глиной, которая при достаточной толщине является крышкой из-за небольшой толщины (скв. Северо-Соленинская-14) или не является крышкой (скв. Южно-Соленинская-8) (см. рис. 2, 4). Это свидетельствует о накоплении отложений в мелководно-лагунных условиях с низкой гидродинамической активностью.

Глинистые осадки превращаются в глинистую породу (глинистую крышку) под влиянием совокупности процессов, происходящих при погружении. Погружение породы сопровождается увеличением геостатического давления и температуры, что вызывает уплотнение и физико-химические преобразования глинистого осадка (литогенез) (табл. 1).

В изученных скважинах суходудинская свита находится в интервале глубин 400–2750 м, что соответствует в основном стадиям раннего и среднего катагенеза по В.И. Осипову и др. [4]. Проницаемость и пористость глин составляют: для раннего катагенеза — 10^{-1} – 10^{-3} мкм² и 16–25 %, для среднего — 10^{-3} – 10^{-5} мкм² и 4–12 %, для позднего — 10^{-2} – 10^{-3} мкм² и 2–4 % соответственно.

Сравнение проницаемости глин различных стадий катагенеза с проницаемостью (по классификации покрышек А.А. Ханина [5]) показывает, что экранирующая способность потенциальных покрышек изменяется от высокой до низкой. Покрышки в условиях раннего катагенеза имеют пониженную и низкую экранирующую способность (давление прорыва 3,3–0,5 МПа), на стадии среднего катагенеза — высокую и пониженную экранирующую способность (давление прорыва 8–3,3 МПа). На стадии позднего катагенеза ($H = 2600$ – 5000 м, $T = 150$ – 200 °С) проницаемость глинистых покрышек увеличивается за счет трещиноватости, а давление прорыва уменьшается.

По мнению многих авторов [4–6], экранирующие свойства глин увеличиваются при следующих условиях.

1. Экранирующая глина состоит или включает прослойки глинистых минералов (группы монтмориллонита, хлорита или смешанослойных минералов), обладающих повышенной набухаемостью и пластичностью, и имеет более низкую проницаемость по сравнению с другими глинами. Гидрослюды и каолинит не обладают свойством набухания. При одинаковой толщине разбухающие глины представлены более надежными покрышками, чем неразбухающие [4]. Глинистые породы суходудинской свиты, находящиеся на стадиях раннего и среднего катагенеза, содержат разбухающие глины, что существенно повышает экранирующие свойства глин.

Это положение практически подтверждается исследованиями, проведенными при построении подземных хранилищ газа (ПХГ) [7]. По этим исследова-

ниям выявлено значительное влияние разбухающих глин на экранирующие способности покрышек. Установлены толщины покрышек и относительное содержание разбухающих глин, достаточные для экранирования газовой залежи в хранилище при заданном давлении прорыва (табл. 2).

Граничные значения относительных содержаний разбухающих глин не используются, поскольку они получены по лабораторным минералогическим исследованиям (см. табл. 2). На качественном уровне граничные значения отражают уменьшение относительного содержания разбухающих глин с переходом от глубоководного к мелководному шельфу и заливно-лагунному мелководью. В условиях удаленного шельфа на разбухающие глины приходится основная часть толщины покрышки, благодаря чему общая толщина покрышки может составлять первые метры.

Устойчивость стенок скважин, сложенных глинами, в значительной степени определяется показателями набухаемости глин. Набухший глинистый материал переходит в пластическое состояние и может перемещаться в сторону меньших давлений, т. е. в скважину. Нарушается устойчивость стенок ствола, в результате чего ствол скважины осложняется кавернами. Чем выше дисперсность и удельная поверхность глины, тем выше скорость и степень набухания и тем интенсивнее проявляется кавернообразование [8]. На фоне каверны, относящейся к глинистой покрышке, выделяются каверны увеличенной глубины, которые являются признаком наличия глин повышенной набухаемости. На рис. 5 представлен пример выделения разбухающих глин в газонасыщенном и водонасыщенном разрезах по данным кавернометрии.

2. Снижение проницаемости глин отмечается в случаях, когда адсорбированная глиной пластовая вода содержит растворенное ОВ. При этом происходит относительно большее снижение сечения пор, чем при адсорбции воды, которая не содержит ОВ [6].

Растительные остатки, содержащие значительное количество гидролизуемых компонентов, повышают прочность и снижают проницаемость глин в направлении, перпендикулярном напластованию, улучшая качество покрышек [6].

Угли покрышками не являются, но углистое вещество и растительные остатки благоприятно влияют на экранирующие свойства глин, примером является покрышка в уренгойской пачке скв. Северо-Соленинская-14 (см. рис. 2).

3. С уменьшением количества примесей (песчаная и алевритовая фракции, некоторые типы органического вещества, карбонатный материал) повышаются однородность и дисперсность глинистого материала. В результате, за счет возрастания содержания микропор, уменьшается проницаемость. Увеличение дисперсности глин способствует росту

адсорбционной способности и значительному снижению проницаемости [4]. Максимальной дисперсностью, а следовательно, минимальным размером микропор, обладают:

— морские глубоководные глины монтмориллонитового состава;

— вторичные каолины или гидрослюдисто-каолиновые глины, осажженные из тонкой взвеси в осадочных бассейнах.

Тонкодисперсными являются глины коллоидного происхождения. Относительная дисперсность глинистого материала оценивается по положению линии глин на диаграмме собственных потенциалов. С повышением уровня линии глин возрастает дисперсность глинистого материала, а следовательно, и его экранирующая способность [9].

Зависимость проницаемости глин от неоднородностей авторы статьи использовали при выборе глин — потенциальных покрышек, в качестве которых предпочтительны однородные по ГИС пласты (слои) глин. Однородность состава глин устанавливается по дифференциации и уровню записи используемых методов ГИС. Это в первую очередь методы, с помощью которых глинистые породы четко выделяются, собственные потенциалы (ПС), кавернометрия (ДС), естественная гамма-активность (ГК), вызванная радиоактивность (НГК), боковой каротаж (БК).

4. Экранирующая способность глинистых пород растет при уплотнении породы (до стадии позднего катагенеза) за счет изменения структуры и уменьшения порового пространства и, как следствие, проницаемости. Плотность пород увеличивается с глубиной прежде всего за счет сокращения объемного содержания пор большего диаметра, доля участия которых в проницаемости значительная и может быть преобладающей [5].

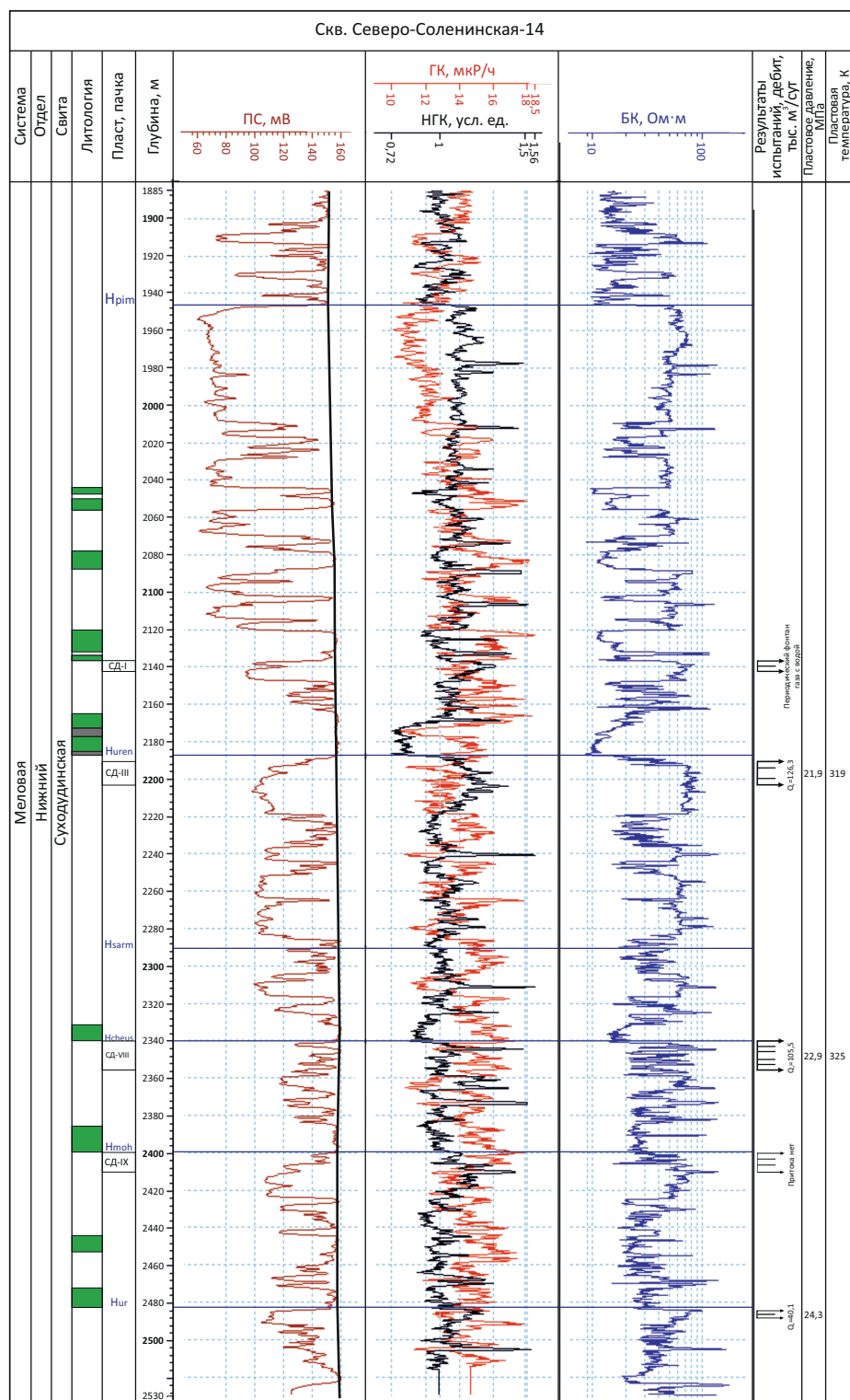
С увеличением глубины и ростом температуры уменьшается вязкость фильтрующегося флюида и связанной воды. Связанная вода переходит в рыхлосвязанную или свободную, при этом увеличивается доля порового пространства, способная к фильтрации.

В платформенных условиях наиболее надежными экранирующими свойствами обладают глинистые породы на глубине 1,5–3,5 км, что соответствует раннему и среднему катагенезу. Возможно, это одна из причин того, что основная часть запасов УВ в мире открыта в интервале глубин 1–3 км [10]. При больших глубинах глины переходят в аргиллиты, экранирующие свойства пород повышаются, но одновременно снижается пластичность и повышается способность к образованию трещин, что ухудшает их качество как покрышек.

Глинистые породы суходудинской свиты в условиях среднего катагенеза обладают повышенной экранирующей способностью благодаря их сохранению в разрезе, разбуханию и значительному

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

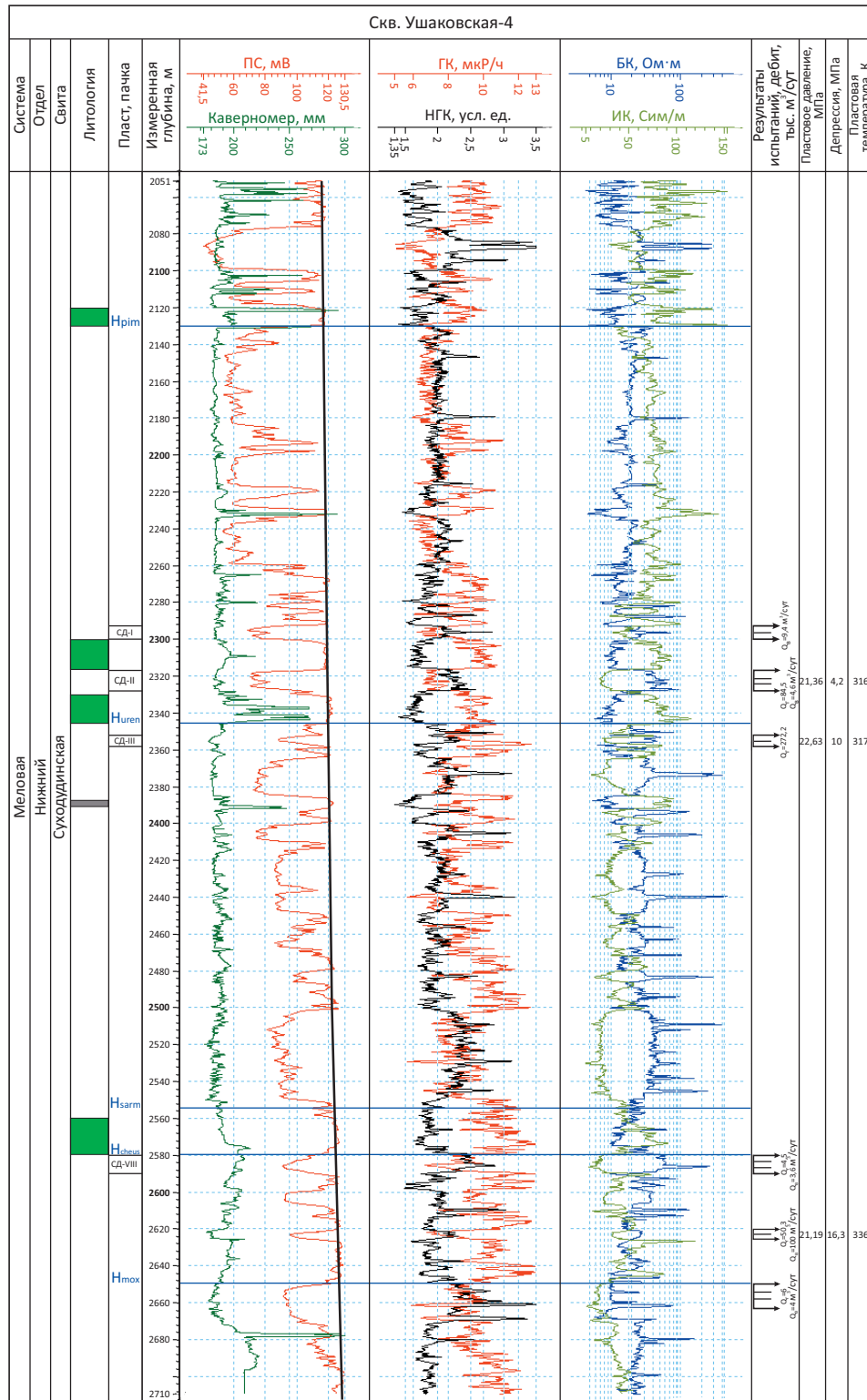
Рис. 2. Распределение глинистых покрывок в суходудинской свите по данным ГИС, скв. Северо-Соленинская-14
 Fig. 2. Distribution of clay caprocks in the Sukhodudinsky formation in accordance with well log data, North-Soleninsky-14 well



1 — глина; 2 — разбухающие глины; 3 — уголь; 4 — линия глине; 5 — границы покрывки
 1 — clay; 2 — swelling clay; 3 — coal; 4 — shale line; 5 — seal boundaries

Рис. 3. Распределение глинистых покровов в суходудинской свите по данным ГИС, скв. Ушаковская-4

Fig. 3. Distribution of clay caprocks in the Sukhodudinsky formation in accordance with well log data, Ushakovskiy- 4 well

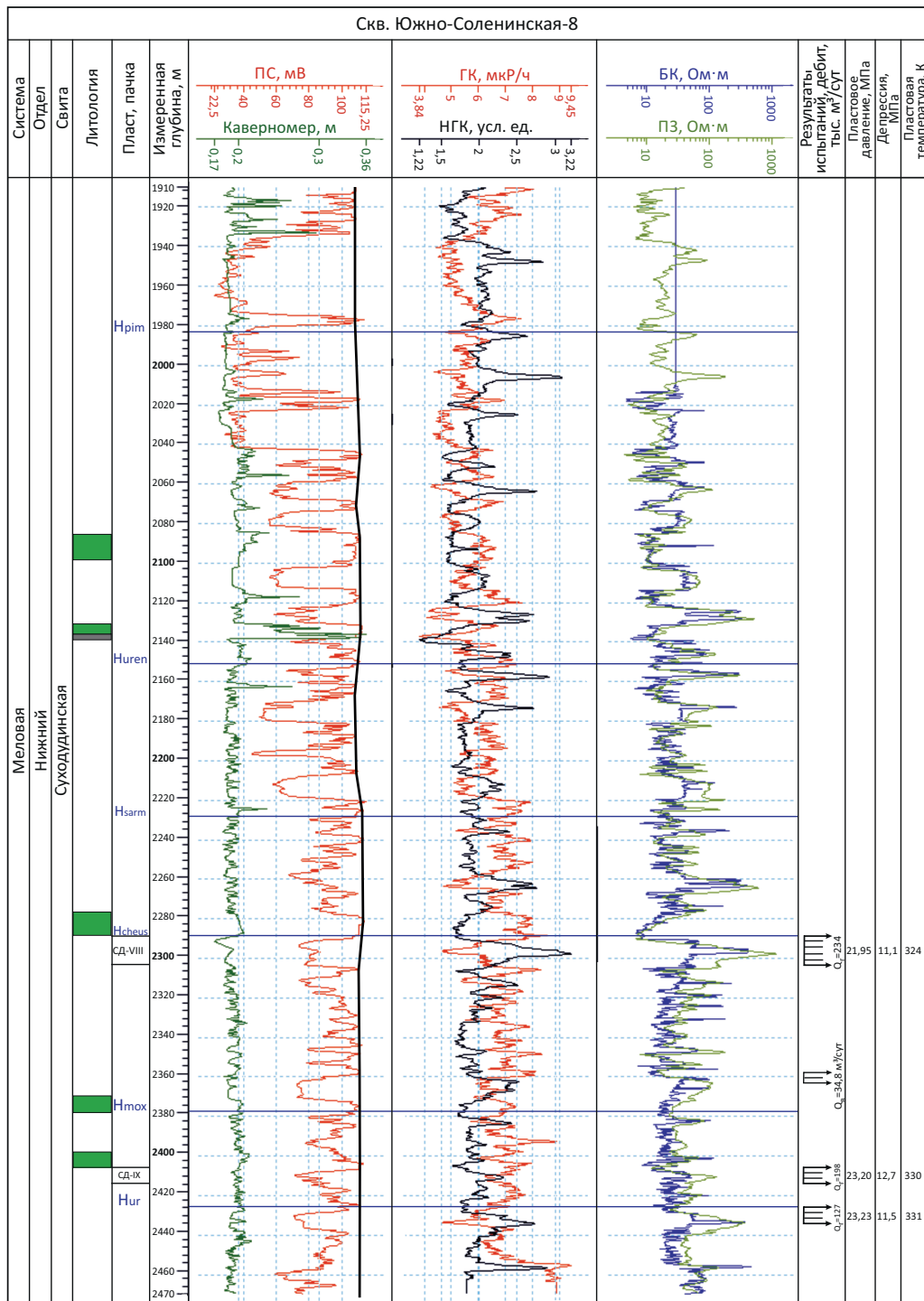


Усл. обозначения см. на рис. 2

For other legend items see Fig. 2

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 4. Распределение глинистых покрышек в суходудинской свите по данным ГИС, скв. Северо-Соленинская-8
 Fig. 4. Distribution of clay caprocks in the Sukhodudinsky formation in accordance with well log data, North-Soleninsky-8 well



Усл. обозначения см. на рис. 2
 For other legend items see Fig. 2

Табл. 1. Стадии и этапы литогенеза глинистых покрышек и пород [4]

Tab. 1. Stages and phases of clay seal and rock lithogenesis [4]

Стадии литогенеза	Этапы литогенеза	Глубина нижней границы, м	Давление на нижней границе, МПа	Температура на нижней границе, °С	Ассоциации глинистых минералов	Отражательная способность витринита, 10R ^a	Пористость, %	K _{пр} , 10 ⁻³ мкм ²	Влажность, %
Диагенез	Ранний	8–15	0,15	10–15	Монтмориллонит, гидрослюда, каолинит, смешанослойные		60–75	2–0,3	45–95
	Поздний	80–300 (500)	2–10	15–20	Монтмориллонит, гидрослюда, каолинит, смешанослойные		35–45	2–0,3	30–45
Катагенез	Ранний	900–1800 (2000)	20–30	20–30	Гидрослюда, монтмориллонит, смешанослойные, каолинит	65–75	16–25	10 ⁻¹ –10 ⁻³	10–18
	Средний	2100–3000	60–80	60–80	Гидрослюда, смешанослойные, хлорит	75–80	4–12	10 ⁻³ –10 ⁻⁵	3–5
	Поздний	2600–5000	120–200	120–200	Гидрослюда, хлорит	80–90	2–4	10 ⁻² –10 ⁻³	1–2
Метагенез	-	10000–15000	> 200	> 200	Диоктаэдрическая гидрослюда, серицит, хлорит		1–2	> 10 ⁻³	-

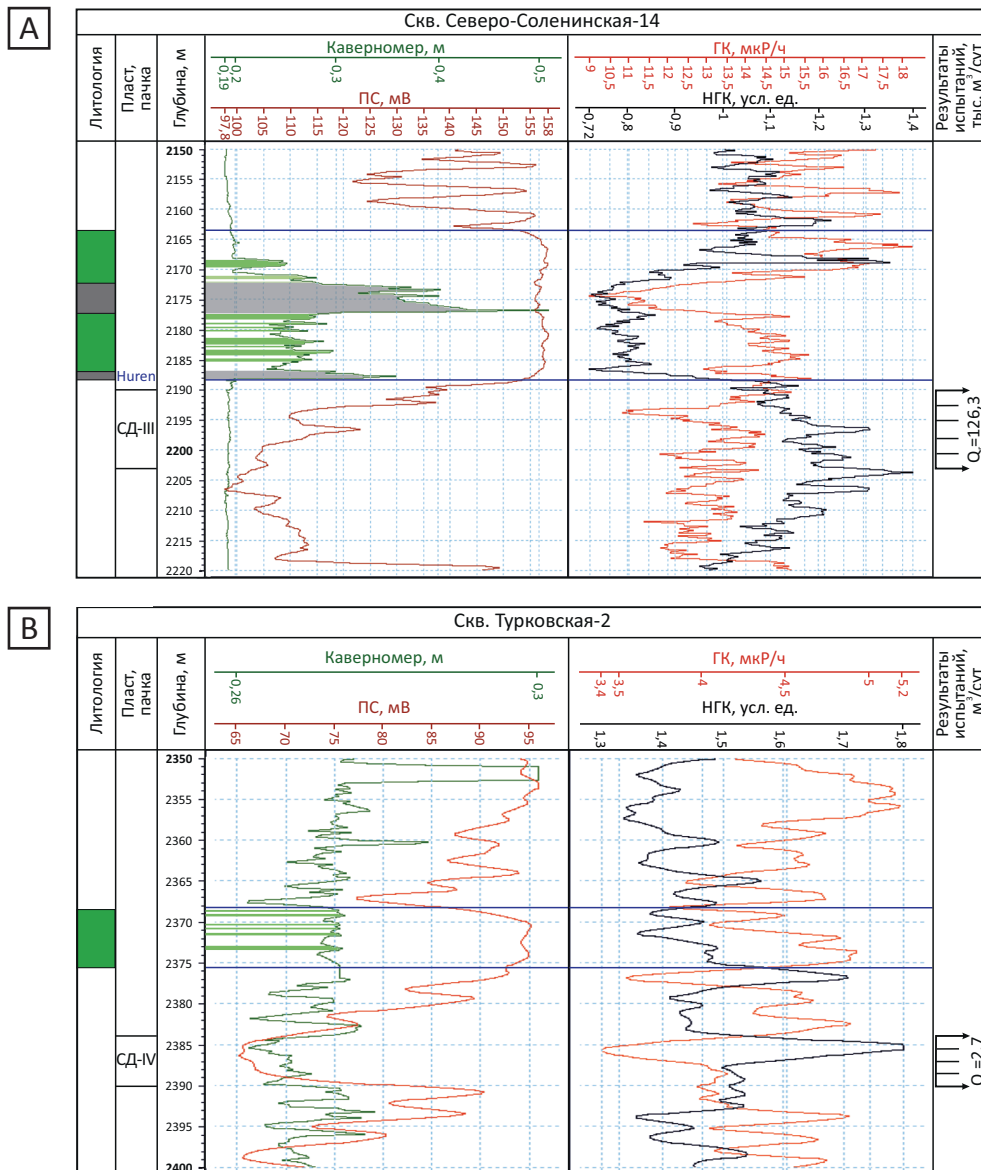
Табл. 2. Классификационная схема глинистых покрышек ПХГ [7]

Tab. 2. Classification scheme of UGS clay seals [7]

Экранирующая способность	Условия накопления осадков	Гранулометрический состав пород	Структурный коэффициент	Минеральный состав глинистой фракции	Отношение разбухающих/неразбухающие минералы	Диаметр преобладающих пор, мкм /максимальный диаметр пор, мкм (давление прорыва, МПа)	Толщина покрышки
Высокая	Удаленные участки шельфа	Глинистая фракция (> 60 %) при высоком содержании мелкого алевролита и примеси (< 3 %) песчаного материала	< 0,2	Смектит, смешанослойный (иллит-смектит), иллит	> 0,8	0,02–0,064/0,32 (> 7)	Надежно экранируют объекты закачки при толщинах 5–7 м
Средняя	Шельф средних глубин и дистальные участки авандельты	Глинистая и алевролитовая фракции (35–50 %), песчаный материал до 10 %	0,2–0,5	Иллит, каолинит, смешанослойный (иллит-смектит)	0,2–0,8	0,02–0,064/0,64 (4–7)	> 10 м, при значительной толщине (> 20 м) и наличии резервной покрышки возможно проведение закачки без предварительных гидродинамических исследований
Низкая	Мелководный шельф, заливно-лагунное мелководье	Глинистая и алевролитовая фракции в равном количестве, песчаный материал 8–15 %	0,5–0,8	Иллит, каолинит, хлорит	< 0,2	0,02–0,064/1,0 (< 4)	Не менее 20 м, необходимо проведение гидродинамических исследований герметичности покрышки. Обязательно наличие резервной покрышки

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 5. Пример выделения разбухающих глин по каверномерии
 Fig. 5. An example of swelling clay identification using caliper logging data



Интервалы: А — газонасыщенный, В — водонасыщенный.

Усл. обозначения см на рис. 2

Intervals: A — gas-saturated, B — water-saturated.

For other legend items see Fig. 2

увеличению плотности за счет уменьшения пористости (см. табл. 1).

5. Толщина покрышки является важной характеристикой. Способность породы пропускать нефть или газ определяется уравнением Дарси:

$$Q = \frac{K_{пр} \Delta P F}{\mu \Delta H},$$

где Q — расход флюида через покрышку, м³/сут; $K_{пр}$ — проницаемость покрышки, 10^{-3} мкм²; ΔP — депрессия

на покрышку, Па; F — площадь фильтрации, м²; μ — вязкость фильтрующегося флюида, Па · с; ΔH — толщина покрышки, м.

При фиксированной проницаемости расход флюида через покрышку за единицу времени уменьшается при увеличении ее толщины. Реальная картина намного сложнее — изменение толщины глинистой покрышки сопровождается изменением коллекторских свойств, в частности, проницаемости. По результатам анализа данных месторождений

А.А. Плотниковым были установлены эмпирические связи о примерных соотношениях высоты залежи (H_3 , м) и толщины лучших глинистых покрывок ($H_{п}$, м): для газовых залежей — 4:1, для нефтяных — 7:1. Подобные соотношения теоретически получены В.М. Добрыниным [11]. Приведенные в табл. 3 соотношения установлены на существующих месторождениях, поэтому такие покрывки являются надежными.

По керну и данным ГИС могут быть выявлены характеристики глины-покрывки, к ним относятся:

1) толщина глинистой покрывки и наличие прослоев другого литологического состава (глинистый песчаник, алевролит, аргиллит, уголь, растительные остатки). Однородность глин по составу устанавливается по дифференциации и уровню записи используемых методов ГИС;

2) минеральный состав глины;

3) коллекторские свойства глины;

4) относительная дисперсность глинистого материала, которая оценивается по положению линии глин на диаграмме ПС.

В скважинах, продуктивность которых доказана испытаниями, выделены надежные глинистые покрывки и определены их признаки согласно пунктам 1–4. На основании полученных признаков в этом же стратиграфическом интервале выделены глины с подобными характеристиками в водоносных и неиспытанных продуктивных скважинах.

При выделении флюидоупоров учитывалось следующее основное положение — при получении притоков УВ из коллектора за покрывку принимается первый, выше верхнего интервала испытаний пласт глин при условии, что коллекторы, расположенные выше потенциальной покрывки, являются водоносными.

В первую очередь рассмотрены глинистые покрывки в скважинах Северо-Соленинская-14, Ушаковская-4, Южно-Соленинская-8, из которых по испытаниям суходудинской свиты получены притоки газа (см. рис. 2–4).

В скважинах, продуктивность которых доказана испытаниями, газонасыщенным является интервал разреза от пластов глин пимской пачки до подошвы суходудинской свиты. В этом интервале выделяется несколько пачек, состоящих из песчаников и глин, которые могут быть покрывками, и каждая пачка при благоприятных условиях может вмещать газовую залежь.

В скв. *Северо-Соленинская-14* наблюдается тенденция повышения уровня линии глин с увеличением глубины, что является признаком возрастания дисперсности глин, которая достигает максимума у подошвы чеускинской пачки. С увеличением дисперсности глинистого материала уменьшается проницаемость, т. е. глины в области повышения уровня линии глин имеют лучшие экранирующие свойства.

Притоки газа получены из трех интервалов испытаний. В интервале 2320–2494 м были испытаны три пласта, один из которых оказался сухим, из двух получены притоки газа ($СД_{IX}$, $СД_{VIII}$). Испытанные пласты перекрываются глинами толщиной 9 м в интервале 2482–2473 м, 14 м — 2400–2386 м и 9 м — 2340–2331 м, эти глины относятся к урьевской, моховой (пласт $СД_{IX}$) и чеускинской ($СД_{VIII}$) пачкам. По положению в разрезе относительно интервалов испытаний эти глины являются потенциальными покрывками.

По таким характеристикам, как дисперсность глинистого материала по ПС, ГК, НГК, сопротивлению по БК и наличию разбухающей глины по ДС, к покрывке можно отнести слой глин толщиной 9 м (2340–2331 м), ниже которого получен приток газа из пласта $СД_{VIII}$. Выше этой покрывки испытания не проводились, но по данным ГИС (БК, НГК) коллекторы являются водоносными.

Глины в интервалах 2400–2386 и 2482–2473 м неоднородны, ствол скважины в таких глинах не размыт, т. е. глины представлены неразбухающим глинистым материалом. Глина толщиной 14 м (2400–2386 м) характеризуется повышенным сопротивлением по БК, что вызвано наличием плотных неоднородностей. По этим характеристикам экранирующие возможности глин ниже, чем глины в интервале 2340–2331 м, которую авторы статьи приняли за покрывку.

Выше по разрезу (интервал 2220–2120 м) получен приток газа из интервала 2204–2190 м (пласт $СД_{III}$). Этот интервал перекрывается пластом глин толщиной 24,7 м (2188,2–2163,5 м). По ДС, ГК, НГК и БК пласт является неоднородным и включает два пласта угля: толщиной 5,2 м (2177,3–2172,1 м) и 1,5 м (2188,2–2186,7 м) (см. рис. 2). При общей толщине по ПС 24 м на глины приходится 18 м, они разделены на два пласта пачкой углей толщиной 5,2 м. Выше и ниже угольного пласта залегают слои глин толщиной 8,6 м (2172,1–2163,5 м) и 9,4 м (2186,7–2177,3 м).

Выше по разрезу расположен пласт-коллектор $СД_1$, который перекрыт глиной толщиной 16 м (2136–2120 м). По характеристикам ГИС эта глина является потенциальной покрывкой. По испытаниям пласта в интервале 2220–2190 м коллектор характеризуется пониженным сопротивлением относительно газоносного и, вероятно, является водоносным. По испытаниям получено периодическое фонтанирование газа с водой, вызванное, при отсутствии технических причин, поступлением газа через расположенные ниже слои глин толщиной 8,6 и 9,4 м. В этом случае глины не являются качественными покрывками. Газ фильтруется в водоносный пласт при создании депрессии в процессе испытаний. При закрытии скважины давление в пласте восстанавливается и фильтрация газа в пласт прекращается. При последующих открытиях скважины происходит фонтанирование газом с водой, а поскольку количество газа, посту-



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Табл. 3. Соотношения между высотой залежи и толщиной покрышки (Плотников А.А., 1968)

Tab. 3. Relations between hydrocarbon column height and seal thickness (Plotnikov A.A., 1968)

Залежь	Температура, °С	Соотношения
Газовая	40	$H_{зг} \leq 4H_n$
"	60	$H_{зг} \leq 2H_n$
Нефтяная	40	$H_{зн} \leq 17H_n$
"	60	$H_{зн} \leq 7H_n$

пающего через нижележащие глины в пласт, меньше количества отбираемого при испытаниях газа, то фонтанирование прекращается.

Итак, в скв. Северо-Соленинская-14 покрышкой является слой глин толщиной 9 м, который относится к чеускинской пачке. Слои глин толщиной 8,6 и 9,4 м, относящиеся к уренгойской пачке, не являются надежными покрышками. При создании депрессии на расположенный выше водоносный пласт, газ может фильтроваться через эти глины.

Скв. Ушаковская-4. В уренгойской пачке выделено два пласта глин толщиной 16 м в интервалах 2346–2330 и 2316–2300 м (см. рис. 3). Притоки газа отмечены из коллекторов ($C_{ДIII}$, $C_{ДII}$), расположенных непосредственно под покрышками. Приток пластовой воды получен из пласта C_{DI} (2300–2292 м), расположенного непосредственно над верхним слоем глин (2316–2300 м). Этот слой глин, безусловно, является покрышкой, поскольку ниже глины был испытан пласт C_{DII} (2332–2318 м), из которого получен приток газа (дебит 84,5 тыс. м³/сут) с водой (4,6 м³/сут). Наличие воды может быть обусловлено заколонным перетоком из вышерасположенного водоносного пласта C_{DI} или наличием газовой контактной зоны.

Пласт глин в интервале 2346–2330 м представлен тонким чередованием пропластков и, возможно, включает пласты углей толщиной около 1 м. В этом случае глины могут содержать углистый детритовый материал, иметь пониженную проницаемость и быть надежной покрышкой для пласта C_{DIII} .

Небольшие притоки газа с водой получены из интервала 2670–2580 м. В кровле интервала выделяется пласт глин (2580–2560 м) толщиной 20 м, который по характеристикам может быть покрышкой.

Итак, в разрезе скв. Ушаковская-4 надежно выделены покрышки толщиной 16 м (2316–2300 и 2346–2330 м), а также потенциальная покрышка в чеускинской пачке (пласт C_{DVIII}) толщиной 20 м.

Скв. Южно-Соленинская-8. Притоки газа получены из трех интервалов, которые относятся к урьевской, моховой (пласты C_{DX-XI}) и чеускинской (C_{DVIII}) пачкам, приток пластовой воды получен из коллектора в интервале 2374–2360 м (см. рис. 4).

Ниже водоносного пласта (2366–2360 м) выделяется пласт глины толщиной 8 м (2380–2372 м), который по характеристикам не отличается от других «рядовых» глин в разрезе и не является покрышкой. Расположенные ниже пласты алевритов и песчаников, вероятно, водонасыщенные.

Покрышкой для газонасыщенных пластов в интервале 2472–2408 м служит глина толщиной 8 м (2408–2400 м). Также покрышкой является слой глин в интервале 2291–2278 м толщиной 13 м, ниже которого расположен газонасыщенный (по испытаниям) коллектор (пласт C_{DVIII}), выше — водонасыщенный коллектор (по данным ГИС).

Слои глин выделяются выше в интервалах 2139–2132 и 2098–2086 м. Глина по ПС в интервале 2139–2132 м толщиной 7 м содержит пласт углей толщиной 3 м, толщина глины составляет 4 м. Из-за неоднородности и малой толщины эта глина покрышкой не является. Коллектор, залегающий непосредственно под глиной толщиной 12 м (2098–2086 м), и коллекторы малой толщины в интервале 2158–2139 м по данным ГИС водонасыщенные.

Итак, в скв. Южно-Соленинская-8 выделенные по испытаниям и данным ГИС покрышки имеют толщины 8 и 12 м.

Из рассмотренных скважин, продуктивность которых доказана испытаниями, толщины глинистых покрышек в суходудинской свите составляют 10; 18; 9; 16; 20; 13; 12; 9 м.

В табл. 4 приведены результаты определения толщин глинистых покрышек и разбухающих глин для газонасыщенных скважин и толщин потенциальных покрышек в водонасыщенных скважинах. Все выделенные покрышки в 3 газонасыщенных скважинах и потенциальные покрышки в 11 водонасыщенных содержат разбухающие глины. Толщины глинистых покрышек изменяются от 5 до 20 м. Толщины разбухающих глин в газонасыщенных скважинах изменяются от 3 до 12 м, в водонасыщенных — от 2 до 5 м.

Экранирующие свойства глинистых пород существенно зависят от условий накопления глинистых осадков. Все разнообразие глинистых покрышек, отличающихся по экранирующим свойствам, сводится к трем основным фациальным условиям:

— фации глинистых осадков глубоководной части шельфа. На этапах трансгрессий формируются покрышки минимальной проницаемости с максимальными экранирующими свойствами. Покрышки, сложенные глубоководными глинами шельфа, имеют региональный характер;

— фации глинистых и алевритоглинистых осадков шельфа средней глубины характеризуются средними экранирующими свойствами и являются зональными;

— фации глинисто-алевроитовых и алевритовых осадков мелководного шельфа и заливно-лагунного

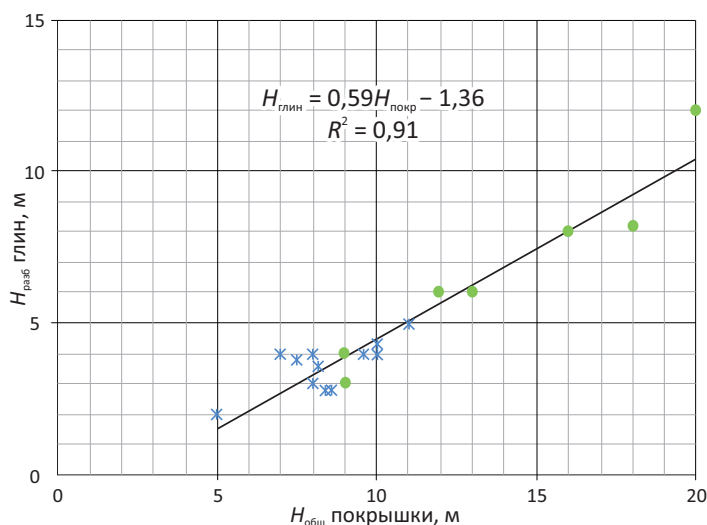
Табл. 4. Характеристики покрышек

Tab. 4. Seals parameters

Скважина	Толщина покрышки, м	Толщина разбухающих глин, м	Относительное содержание разбухающих глин, %	Толщина суходудинской свиты, м
Северо-Соленинская-14	10	4	40,0	≥ 645
	18	8,2	45,6	
	9	3	33,3	
Ушаковская-4	16	8	50,0	≥ 669
	20	12	60,0	
Южно-Соленинская-8	13	6	46,2	562
	12	6	50,0	
	9	4	44,4	
Зимняя-2	8	4	50,0	270
Зимняя-3	7	4	57,1	251
Зимняя-4	11	5	45,5	266
Зимняя-6	10	4	40,0	267
Турковская-2	8,6	2,8	40,0	709
	8,4	2,8	33,3	
Семеновская-1	10	4	40,0	281
Майская-1	8	4	50,0	393
Мессояхская-1	8	4	50,0	255
Нижнехетская-1	8	3	37,5	298
Нижнехетская-2	7	4	57,1	289
Нижнехетская-4	5	2	40,0	292

Рис. 6. Зависимость суммарной толщины разбухающих глин в глинистых покрышках от толщины покрышки

Fig. 6. Total thickness of swelling clay in clay caprocks as a function of a seal thickness



× 1

● 2

Пласты (1, 2): 1 — водонасыщенные, 2 — газонасыщенные

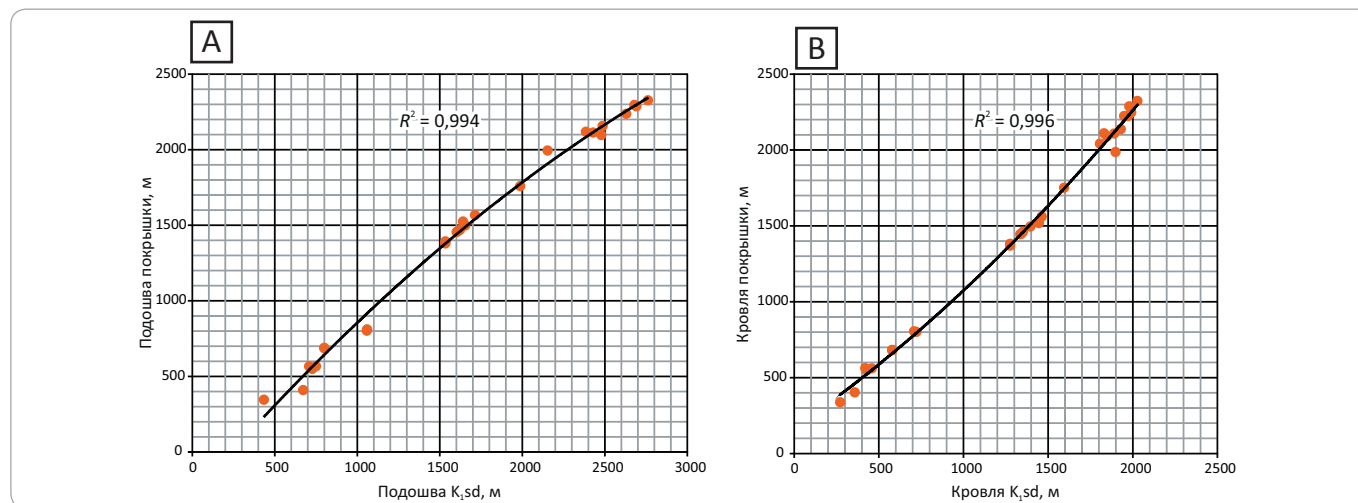
Beds (1, 2): 1 — water-saturated, 2 — gas-saturated



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 7. Зависимость абсолютной глубины подошвы (А) и кровли (В) глинистых покрывшек от подошвы и кровли суходудинской свиты (K_{1sd})

Fig. 7. The dependence of subsea depth of clay caprock bottom (А) and top (В) from the Sukhodudinsky Fm (K_{1sd}) bottom and top



мелководья имеют низкие экранирующие свойства и являются локальными или зональными.

Толщины потенциальных покрывшек в водоносных скважинах изменяются от 5 до 11 м. В водоносных скважинах диапазон изменения толщин покрывшек смещен в сторону меньших значений (5–11 м), относительно газонасыщенных — 9–20 м. При сопоставлении этих интервалов покрывшки толщиной менее 9 м относятся к водоносным скважинам, в диапазоне толщин 9–11 м скважины могут быть насыщены как водой, так и газом, больше 11 м — могут относиться к газонасыщенным.

Покрывшки с толщиной разбухающих глин менее 3 м распространены в водонасыщенных скважинах, с толщиной 3–5 м характерны для водоносных и газонасыщенных скважин и больше 5 м — газонасыщенных скважин. Между толщинами разбухающих глин и включающих их глинистых покрывшек существует зависимость: наблюдается тенденция уменьшения толщин покрывшек и содержания разбухающих глин в водоносных скважинах (рис. 6). Из зависимости также следует, что охарактеризованность покрывшки только толщиной может быть недостаточной. Кроме толщины покрывшки следует использовать толщину разбухающих глин, которые содержит покрывшка.

Оценка качества покрывшек возможна при учете их толщины и содержания разбухающих глинистых минералов. В нашем случае глины толщиной менее 9 м при толщине разбухающих глин менее 3 м покрывшками не являются; глины с толщинами 9–11 м при толщине разбухающих глин от 3 до 5 м — надежные покрывшки, как и покрывшки толщинами более 11 м и с толщиной разбухающих глин более 5 м.

Скважины пробурены на 12 структурах, на 9 из которых покрывшки содержат разбухающие глины (см. табл. 4). На 9 структурах пробурено более одной скважины, причем покрывшки содержат разбухающие

глины не во всех скважинах, т. е. разбухающие глины распределены локально и потенциальные покрывшки могут иметь «окна».

Положение покрывшки в разрезе для заданной глинистой пачки определяется абсолютными глубинами кровли и подошвы суходудинской свиты (рис. 7). Высокие коэффициенты корреляции служат основанием для прогноза абсолютных глубин кровли и подошвы покрывшек.

Выводы

1. По термодинамическим условиям залегания покрывшки суходудинской свиты в пределах Танамо-Малохетского мегавала находятся в условиях ранней и средней стадий катагенеза. Экранирующая способность покрывшек изменяется от высокой до низкой. Повышенную экранирующую способность имеют покрывшки в условиях среднего катагенеза.

2. Выделение разбухающих глин в разрезе возможно по кавернометрии.

3. Экраны и потенциальные покрывшки суходудинской свиты содержат разбухающие глины. Установлена зависимость толщин разбухающих глин от общей толщины покрывшки. Качество флюидоупоров повышается с ростом общей толщины покрывшки и увеличением толщин разбухающих глин.

4. При общей толщине глин более 11 м и толщине разбухающих глин более 5 м глины — надежные покрывшки. Глины толщиной менее 9 м и с толщиной разбухающих глин менее 3 м не являются флюидоупорами.

5. Получены зависимости абсолютных глубин кровли и подошвы покрывшек от абсолютных глубин кровли и подошвы суходудинской свиты, что служит основанием для прогноза наличия и положения покрывшек в терригенных разрезах мезозойских отложений западной части Енисей-Хатангской НГО.

Литература

1. Афанасенков А.П., Сулова Н.Д., Левчук Л.В., Киселев А.А., Копилевич Е.А. Емкостная характеристика коллекторов юрско-меловых отложений Гыданской и западной части Енисей-Хатангской НГО // Геология нефти и газа. – 2017. – № 4. – С. 45–54.
2. Глаголев П.Л., Мазанов В.Ф., Михайлова М.П. Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. – М. : Изд-во ИГиРГИ, 1994. – 117 с.
3. Головин С.В. Классификация нефтегазоносных комплексов мезозоя Енисей-Хатангского прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т. 4. – № 1. – С. 1–21.
4. Осипов В.И., Соколов В.И., Еремеев В.В. Глинистые покрывки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Наука, 2001. – 238 с.
5. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М. : Недра, 1969. – 368 с.
6. Клубова Т.Т., Королев Ю.М., Розникова А.П. и др. Поровое пространство и органическое вещество коллекторов и покрывок. – М. : Наука, 1986. – 95 с.
7. Семенов Е.О., Семенова О.Г. Изучение литологического состава глинистых пород. Новый метод оценки герметичности покрывок при создании ПХГ в водоносных пластах // Наука и техника в газовой промышленности. – 2004. – № 3–4. – С. 17–20.
8. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. – М. : Недра, 1984. – 229 с.
9. Вендельштейн Б.Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. – М. : Недра, 1966. – 206 с.
10. Габриэлянц Г.А., Дикенштейн Г.Х., Размышляев А.А., Лоджевская М.И. Основные закономерности размещения углеводородных скоплений в СССР и за рубежом. – М. : Изд-во ВИЭМС, 1989. – 44 с.
11. Добрынин В.М. Физические модели глинистых пород-экранов залежей УВ // Геология нефти и газа. – 1989. – № 5. – С. 2–4.

References

1. Afanasenkov A.P., Surova N.D., Levchuk L.V., Kiselev A.A., Kopilevich E.A. Capacitive characteristics of reservoirs of Jurassic – Cretaceous deposits of the gidan and western part of the Yenisei-Khatanga oil and gas bearing areas. *Oil and gas geology*. 2017;(4):45–54.
2. Glagolev P.L., Mazanov V.F., Mikhailova M.P. Geology and petroleum potential of the Yenisei-Khatanga Depression. Moscow: Izdatelstvo IGI RGI; 1994. 117 p.
3. Golovin S.V. Classification of mesozoic oil-gas complexes of the Yenisei-Khatanga trough. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum Geology — Theoretical and Applied Studies*. 2009;4(1):1–21.
4. Osipov V.I., Sokolov V.I., Eremeev V.V. Argillaceous caprocks of oil and gas fields. Moscow: Nauka; 2001. 238 p.
5. Khanin A.A. Oil and gas reservoir rocks and their studies. Moscow: Nedra; 1969. 368 p.
6. Klubova T.T., Korolev Yu.M., Roznikova A.P. et al. Pore space and organic matter of reservoirs and seals. Moscow: Nauka; 1986. 95 p.
7. Semenov E.O., Semenova O.G. Studies of argillaceous rocks lithology. Building UGS in water-bearing beds: new method of sealing capacity assessment. *Nauka i tekhnika v gazovoi promyshlennosti*. 2004;(3–4):17–20.
8. Gorodnov V.D. Physical and chemical methods of drilling problems prevention. Moscow: Nedra; 1984. 229 p.
9. Vendel'shtein B.Yu. Studies of oil and gas well columns using self-potential logging. Moscow: Nedra; 1966. 206 p.
10. Gabrielyants G.A., Dikenshtein G.X., Razmyshlyayev A.A., Lodzhevskaya M.I. Major patterns of hydrocarbon accumulations distribution in USSR and abroad. Moscow: Izdatelstvo VIEMS; 1989. 44 p.
11. Dobrynin V.M. Physical models of clay rocks — HC pools' caprocks. *Oil and gas geology*. 1989;(5):2–4.