

Библиографический список

1. Технологическая схема разработки Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения: отчет о НИР в 3 т. / ЗАО «Мессояханефтегаз», ООО «Газпромнефть-Развитие», ООО «Газпромнефть Научно-Технический Центр». – Тюмень, 2014.

Сведения об авторах

Коваленко Игорь Викторович, к. т. н., начальник отдела, ООО «Газпромнефть — НТЦ», г. Тюмень, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Сохошко Сергей Константинович, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

Information about the authors

Kovalenko I. V., Candidate of Engineering, Head of the Department, LLC «Gazpromneft – NTC», Tyumen, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Sokhoshko S. K., Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

УДК 622.276.66

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЗАЛЕГАНИЯ БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ОПТИМИЗАЦИЯ СВОЙСТВ БУРОВОЙ ПРОМЫВочНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ИХ ВСКРЫТИЯ

GEOLOGICAL AND TECHNICAL FEATURES OF BAZHENOV FORMATION
IN THE TERRITORY OF WESTERN SIBERIA FIELDS AND THE OPTIMIZATION
OF COMPLETION DRILLING FLUID PROPERTIES COUNTER
FLOW IMBIBITION PROBLEM

**В. П. Овчинников, П. В. Овчинников, Н. А. Аксенова, Д. С. Герасимов,
О. В. Рожкова, С. Т. Полищук**
V. P. Ovchinnikov, P. V. Ovchinnikov, N. A. Aksenova, D. S. Gerasimov,
O. V. Rozhkova, S. T. Polishchuk

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва

*Ключевые слова: сланцевая нефть; баженовские отложения; углеводороды;
промывочная жидкость; фильтрация; минералы*

Key words: slate oil; Bazhenov deposits; hydrocarbons; drilling fluid; filtration; minerals

Интерес к ресурсам углеводородов сланцевых формаций в России возник с открытием залежей нефти в глинистых породах баженовской свиты на Салымском месторождении. Сейчас баженовская свита признана нефтематеринской породой, в которой преобразование органического вещества еще не завершено, и коллектором являются глины (преимущественно монтмориллонитовые) и аргиллиты, считавшиеся ранее одним из основных региональных экранов (водоупоров) Западной Сибири.

Площадь распространения отложений баженовской свиты более 1,2 млн км², они залегают в пределах основных нефтегазовых месторождений Западно-Сибирского бассейна, что обуславливает потенциальную возможность организации их масштабной разработки. По некоторым оценкам перспективы добычи нефти к 2020 году оцениваются в 15–20 млн т, а к 2030 году — до 70 млн т [1–4].

В литологическом отношении баженовская свита представлена терригенными или метаморфическими горными породами, характеризующимися сланцеватостью — способностью легко расщепляться на отдельные пластинки, ориентированные параллельно вследствие срастания различных минералов (хлорита, актинолита, серпентина, эпидота, мусковита, альбита, кварца, ставролита). По мнению исследователей [2, 5, 6], сланцевая нефть добывается из прослоек пород, находящихся внутри сланцевой формации (нефтематеринской породы).

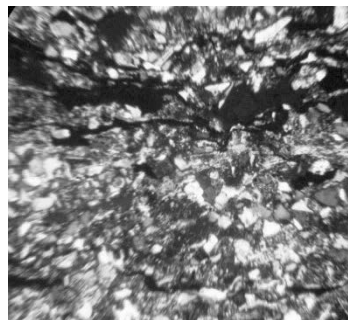
Основные породообразующие компоненты свиты — глины, кремнезем и карбонаты. Уникальность баженовского бассейна и его осадков заключается также в

низком содержании в высокоуглеродистых глинах крупнозернистой песчано-алевритовой фракции (0–10 %, в среднем — 5 %) при отсутствии песчано-алевритовых пород, опала (иногда до 25 %, в среднем — 10–15 %), пиритного железа (до 90 % от общего железа), серы (до 6 %) и повышенном содержании в баженовитах редких элементов (U, Th, Ni, Cd, Co, Mo, As, V, Cu, B, Ga, Ba) [7, 8].

Проведенные гамма-спектрометрические исследования значений удельного сопротивления образцов керна баженовской свиты Колтогорского месторождения показали, что породы представлены алевритистыми глинами с включениями углей и зерен пирита, мелкозернистыми алевролитами с включениями глауконита, пирита и растительного детрита, имеющими величину суммарной радиоактивности в диапазоне 18,96–149,59 мк, обусловленную небольшим содержанием калия, урана и тория.

Породы пласта баженовской свиты Тагринского месторождения представлены алевритистым песчаником, средне-мелкозернистым, в основном с глинистым и редко глинисто-карбонатным цементом. Песчаник местами с горизонтально и неясно выраженной слоистой текстурой. Слоистость отмечается неравномерно распределенная; по слою подчеркивается распределение по напластованию растительного детрита, намывов углисто-слюдистого и глинисто-слюдистого материала, с редкими прослоями (0,1–0,15 мм) аргиллита (рис. 1).

Повышенное содержание урана характеризует восстановительные условия, а также свидетельствует о наличии в породе углерода органического происхождения (табл. 1, рис. 2).



*Рис. 1. Микрофотография
кernового материала,
представленного алевролитом
(интервал 2 708–2 716 м)
Тагринского месторождения*

Таблица 1

*Результаты гамма-спектрометрических исследований образцов керна
Колтогорского и Тагринского месторождений*

Интервал отбора керна		Высота керна, м	Количество образцов	УЭС, Ом·м	Содержание ЕРЭ, %			Отношение		
					К	U(Ra)·10 ⁻⁴	Th·10 ⁻⁴	Th/U	K/U	Th/K
Колтогорское месторождение										
2 905,5	2 917,15	12	117	146,9	0,14	86,9	1,58	0,02	0,0016	13,5
2 917,5	2 929,8	12,3	133	125,9	0,14	47,4	1,43	0,04	0,004	11,19
2 929,8	2 940,8	11	110	36,8	0,16	26,9	1,45	0,06	0,0088	9,236
По пласту		35,3	360	105,3	0,15	53,5	1,48	0,03	0,0045	11,3
Тагринское месторождение										
2 535,5	2 608,9	73,45	173		0,36	57,8	4,23	0,08	0,007	11,77
2 609,2	2 624,8	15,65	43		0,51	93,3	5,9	0,07	0,006	11,6
2 975,7	3 007,1	31,45	93		0,45	86,9	5,1	0,07	0,06	11,4
По пласту		309	309		0,41	71,5	4,73	0,07	0,006	11,6

Величина отношения Th/U служит мерой оценки потенциала органического углерода. Все соединения Th имеют очень низкую растворимость и ограниченную подвижность. Во время выветривания они концентрируются в тяжелых и

глинистых минералах. Соединения U, напротив, имеют высокую миграционную способность благодаря образованию хорошо растворимого уранил-иона UO_2^{2+} .

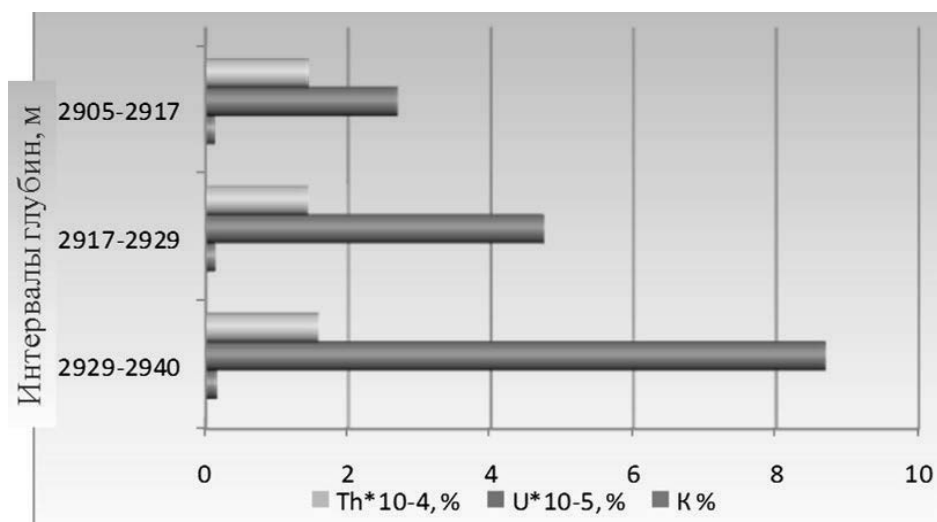


Рис. 2. Распределение радиоактивных элементов по баженовской свите Колтогорского месторождения

Отношение Th/K характеризует литологический состав пород и свидетельствует о содержании в породе тех или иных глинистых минералов, отличающихся различным механизмом адсорбции ионов K^+ из водных растворов. По отношению K/U можно косвенно судить о литологическом составе образцов и геохимической обстановке во время осадконакопления или о степени вторичных преобразований, если они имели место [9]. Баженовская свита состоит из верхней и нижней, менее плотной, но более радиоактивной пачки (см. рис. 2). Верхняя пачка представлена в основном черными глинистыми породами с отдельными маломощными плотными пропластками с большим содержанием карбонатного (известняки и доломиты) и кремнистого материала (опоки, сложенные аморфным веществом — опалом). Нижняя пачка имеет более сложное строение и представлена чередованием черных глинистых пород, глинисто-кремнистых и глинисто-карбонатных отложений (табл. 2). Зачастую глины содержат скопления раковин двустворок, остатки ихтиофауны, отпечатки аммонитов (рис. 3) [10].

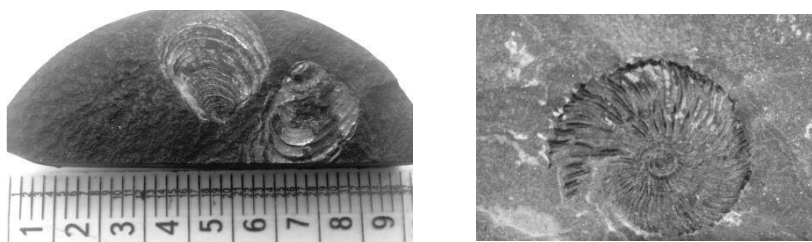


Рис. 3. Фотографии керна баженовской свиты Колтогорского месторождения (интервал 2 905,5–2 917,5 м) [7]

Алеврит песчаный (~20 %) олигомиктовый, с обильным кальцитовым (~20 %) и скудным хлорит-слюдистым (не более 7 %) цементом, контактово-

порового типа, углефицированный. Структура псаммо-алевролитовая, текстура горизонтально-слоистая.

Обломочная часть составляет ~77 % породы и представлена плохо отсортированными и неокатанными зернами размером 0,03–0,05 мм, максимальный диаметр зерен достигает 0,1 мм. Материал представлен кварцем ~45 %, полевыми шпатами ~35 % и частями мусковита и биотита. Кварцевые зерна имеют клиновидную и неправильную форму. Полевые шпаты изменены вторичными процессами, в различной степени серицитизированные и пелитизированные, есть неизмененные идиоморфные таблички плагиоклазов с тонкими полисинтетическими двойниками. Цемент порового и пленочного типа сложен кальцитом, с отчетливо выраженной вторичной перекристаллизацией цементирующей массы, с образованием среднезернистого и по контактам обломков слюдистого хлорида. К вторичным изменениям кальцитового цемента относится его слабая сидеритизация. Единая направленность пластинчато-слюдистого материала (мусковита и биотита), в совокупности с нитевидными прожилками мощностью до 0,1 мм, выполненными органическим веществом ~15 %, обусловила слоистость породы [11, 12].

Над баженовской свитой залегают отложения ачимовской свиты, представленной глинами большой толщины, под ней залегают породы георгиевской и абалакской свит. На некоторых участках баженовская свита залегает непосредственно на пронизываемых породах васюганской свиты или отделяется от них трещиновато-глинистыми породами небольшой толщины (рис. 4) [9].

ЮРСКАЯ, J				СИСТЕМА (период)																
НИЖНИЙ J ₁	СРЕДНИЙ J ₂	ВЕРХНИЙ J ₃	ЯРУС (век)	ПОДЪЯРУС	НАДГОРИЗОНТ	ГОРИЗОНТ	СВИТА					ИНДЕКС СЕЙСМИЧЕСКИХ ГРАНИЦ	СЕЙСМО- КОМПЛЕКС	СЕЙСМО- ФОРМАЦИЯ	ГЛУБИНА, М	НЕФТЕГАЗО- НОСНОСТЬ				
							ФРОЛОВСКАЯ НГО	СРЕДНЕОБСКАЯ НГО	КАЙНОВСКАЯ НГО	ВАСЮГАНСКАЯ НГО	ПАЙДУТИНСКАЯ НГО									
НИЖНИЙ J ₁	ПЛИНСБАХ	ТОАРСКИЙ	J _{1p}	В	Н	ДЖАНГОДСКИЙ	ШЕРКАЛИНСКАЯ	ГОРЕЛАЯ	КОУЗУМКАНСКАЯ	ГОРЕЛАЯ	ШЕРКАЛИНСКАЯ	ХОДОВЕНСКАЯ	ГОРЕЛАЯ	КОУЗУМКАНСКАЯ	ХОДОВЕНСКАЯ	Т ₁	ЗАВОДОУКОВСКИЙ	БАЗАЛЬНАЯ	3100	Ю ₁₀
																			3050	
																			3000	
																			2950	
																			2900	
	ААЛЕНСКИЙ	БАЙОССКИЙ	БАТСКИЙ	J _{2a}	В	Н	ДАНИЛОВСКИЙ	МАЛЬШЕВСКИЙ	ВАСЮГАНСКИЙ	АБАЛАКСКАЯ	ТЕОРИ	ГЕОРГИЕВСКИЙ	МАРЬИНСКАЯ	ПЕРМСКАЯ	Ю ₁	У ₁	ПОЛУДИНСКИЙ	СРЕДНЯЯ	2600	Ю ₀
																			2750	
																			2700	
																			2650	
																			2600	
КЕЛЛОВЕЙ	ОКСФОРД	КИМЕРИДЖ	J _{2c}	В	Н	ДАНИЛОВСКИЙ	МАЛЬШЕВСКИЙ	ВАСЮГАНСКИЙ	АБАЛАКСКАЯ	ТЕОРИ	ГЕОРГИЕВСКИЙ	МАРЬИНСКАЯ	ПЕРМСКАЯ	Ю ₁	У ₁	ПОЛУДИНСКИЙ	СРЕДНЯЯ	2550	Ю ₀	
																		2500		
																		2450		
																		2400		
																		2350		

Рис. 4. Формационно-стратиграфический разрез юрских отложений Ханты-Мансийского и Томского Приобья

Сведения о литолого-стратиграфических, физико-механических свойствах пород баженовской свиты ряда месторождений Западной Сибири и о составах изменяемых при их вскрытии промысловых жидкостей представлены в таблице 2.

В качестве нефтеносного горизонта баженовской свиты рассматривается пласт Ю₀. Коллектор в залежах глинистых пород не имеет жесткого скелета. В силу необычно высокой сжимаемости коллекторов его фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) целиком зависят от давления, при срабатывании которого слои смыкаются, фильтрация почти прекращается, что делает невозможным применение механизированного способа добычи.

Литологическая характеристика, физико-механические свойства пород баженовской свиты и составы
буровых растворов для их вскрытия

Таблица 2

Месторождение	Интервал залегания, м	Мощность, м	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки	Плотность, $\rho_{\text{ср}}$	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, МПа	Категория абразивности	Рецептура растворов, используемых при вскрытии
Самотлорское	2 450–2 465	15	Песчано-алевритовый комплекс, расплюснутый глинистыми и карбонатными прослоями	2,3	17	3–5	20–95	4	400	4	Вотемах BARAZAN D, BARITE, SOLTEX, CaCO ₃ , CLAY GRABBER, QUIK-THIN, GLYCOL, CAUSTIC SODA, PAC LE, PAC RE, POLYAC – PLUS, TORQ-TRIM II
Северо- Ледовое	2 610–2 625	15	Темно-коричневые битуминозные аргиллиты, плотные, крепкие, плитчатые	2,6	0–10	0–5	3–90	1–3	400	3	Полимерный UNIK P-R, UNIK P-L, CYRAN M, Лигнотин, NaOH, ФК-2000 плюс-М, Сульфол СП, ПЕНТА-465
Средне- Нюрольское	2 390–2 400	10	Морские, различной степени битуминозности аргиллиты черные и буровато-черные с массивной текстурой, плитчатые, реже листоватые, участками известковистые и кремнистые	2,6			80			3–4	Полимерный малоглинистый ингибированный буровой раствор по рецептуре MI Drilling Fluids
Лянторское	2 740–2 770	30	Аргиллиты черные и буровато-черные, битуминозные, однородные, слабоалевритистые, плитчатые и массивные, иногда с повышенным содержанием кремнистого или карбонатного материала	2,5	4–8	0–3	95–100	1–25	380	2	Глинистый биополимерный раствор Poly-Kem-D ПБМБ, Kem-Pas, БИОЛУБ, Ксантановый биополимер, НТФ, Графит, Бикарбонат натрия, БСР
Северо- Ореховское	2 550–2 567	17	Аргиллиты темно-серые, почти черные, битуминозные	2,6			80		210	3	Полимеркарбонатный Calcium Carbonate F, Calcium Carbonate M, Calcium Carbonate VF, Caustic Soda, Desco CF, Duovis NS, M-I Cide, Poly-Plus RD, Resinex, Sodium Bicarbonate, SP-1016 Барит

Месторождение	Интервал залегания, м	Мощность, м	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, МПа	Категория абразивности	Репертура растворов, используемых при вскрытии
Западно-Усть-Балыкское	2 770–2 805	35	Битуминозные аргиллиты, сильно пиритизированные, обогащенные глауконитом	2,67			80	1,2	1,5	3	Инкапсулирующий Вода технич., NaOH, ПАЦ – НВ, CaCO ₃ , РАС-Р, Бикарбонат Na, ВПРГ, НТФК, Duovis, Ecolube
Усть-Тугусское	2 340–2 360	20	Черные битуминозные аргиллиты, иногда с конкрециями известняков	2,68	4–10	0,01	100	1–3	44–210	8	Полимерглинистый Бентонит, КМП-600, Унифлор, Графит, NaOH, ФК-2000
Южно-Песцовое	3 920–3 960	40	Аргиллиты битуминозные	2,59	8,14	<0,01	95–100	0–3	44–500	3–8	Утяжеленный глинистый Na ₂ CO ₃ , Бентонитовый лигнопорошок, ФХЛС(КЛСП), КМП-700 (Tyloze), Смазывающая добавка (СКЖ, ОПП), Графит ГС-1, Бихромат калия, Целлогон, МАС-200, Барит
Восточно-Ярайнерское	2 820–2 855	35	Битуминозные аргиллиты и буровато-черные с массивной текстурой	2,61	4	0,01	100	1–3	44–210	1–3	Полимерглинистый ПБМА, ФК-2000 Плюс, КМП-600, 700, Графит, ГЖ-10 (11), НТФ
Южно-Пямаликское	3 225–3 240	15	Алевриты, песчаники, аргиллиты	2,61	2,5	<0,01	95	1–5	200–500	3–5	Полимерглинистый ПБМВ-1, КМП (Камцелл-3), Na ₂ CO ₃ , ГЖЖ-ГС, РНЛ-1100, РНЛ-1050, РНС-ХРГ, РНВ, НТФ, Графит, Санти-Ф, ТПФН
Верхне-Коллек-Еганское	2 450–2 460	10	Аргиллиты черные и темно-бурые, битуминозные, обычно плитчатые с прослойками известняков, конкрециями пирита и стяжениями сидерита	2,61	12		80	1,2	210–440	3	Полимерный ингибированный Polyrac R, Polyrac ELV, Duovis, Hibrol LV, Desco CF, I Cide, Dnl-Free, Defoam-A, KCl, Caustic Soda, Soda ASH, Safe Carb F, Safe Carb M
Тюменское	2 685–2 703	18	Аргиллиты темно-серые, зеленовато-серые, плотные слоистые, пирит, включения детрита	2,21	13	20,1	10	5	300–500	4–6	Ингибированный полимерный раствор Polyplus, Глинопорошок, SODA ASH, POLYPAC R, Duovis, DRILL-FREE, KLA-CURE, M-I-CIDE, CaCO ₃ MK-160, POLYPLUS

Определить коллекторские свойства пластов по керну баженовской свиты не просто, так как зачастую во время подъема керна на поверхность происходит резкое снижение вертикального стресса, из-за чего отдельные участки, находящиеся под действием аномально высокого порового давления (АВПД) взрываются, рассыпаются или расслаиваются.

По результатам исследования керна пустоты, заполненные углеводородами, представлены в основном трещинами и кавернами (см. табл. 2). Часть углеводородов нижнего бажена находится в запечатанных порах, которые образовались и образуются из-за перехода твердой органики в жидкую с увеличением объема и ростом давления до значений АВПД.

Коллектор в среднем бажене характеризуется минимальным нефтесодержанием, углеводороды в нем являются мобильными и доступны для добычи. Под этим телом сконцентрированы большие ресурсы нефти, но эта нефть связанная, без специальной стимуляции ее не добыть [3].

Высокоуглеродистые (от 2 до 20 %, в среднем около 5 % $C_{орг}$) отложения баженовской свиты [5] расположены на глубинах от 2 300 до 3 000 м и более, их толщина в пределах 20–60 м, пластовые температуры достигают 130 °С, пластовые давления аномально высокие и превышают гидростатическое в 1,1–2,0 раза.

Отложения характеризуются низкими ФЕС коллекторов: пористостью 12–13 % и проницаемостью $< 0,01$ мД, а в некоторых коллекторах до нанодарси (10^{-9}) и даже фемтодарси (10^{-15}) [10]. При создании депрессии на пласт с такой низкой проницаемостью просто невозможно получить хоть сколько-нибудь значимых притоков продуктивного флюида, не говоря о естественных фонтанах (сотни кубометров в сутки), полученных из баженовской свиты в результате испытаний и упомянутых во множестве публикаций [11–13].

Освоение баженовской свиты сопряжено с множеством проблем: высокие пластовые давления и температуры; наличие субвертикальных и субгоризонтальных систем трещиноватости; сложное строение с линзообразным переслаиванием глинистых, карбонатных, керогенных (твердое органическое вещество) и кремнистых пород; резкое изменение дебитов и их зависимость от режимов работы соседних скважин; необходимость создания минимальной депрессии во избежание смыкания трещин; отсутствие связи между признаками продуктивности в процессе бурения и их отсутствием при испытании объекта [14].

Промысловый анализ результатов бурения скважин на глубины ниже залегания баженовской свиты показал наличие осложнений, связанных с лавинообразным обрушением породы и заполнением ствола скважины плитчатыми кусками аргиллитов и глинистых сланцев [15]. По нашему мнению, это происходит по двум причинам:

- осмотическое проникновение фильтрата бурового раствора из ствола скважины в пласт и его последующее набухание;
- разрушение глинистых минералов в зоне разгрузки горного давления, в результате чего находящиеся под действием АВПД породы разваливаются.

Сказанное определяет необходимость разработки новых подходов извлечения углеводородов, связанных не только с выбором режима эксплуатации скважин и интенсификацией притока, но и с выбором профиля скважин, технологий и технических средств их бурения и заканчивания. Важную роль при выборе способа первичного вскрытия баженовских коллекторов играет буровая промывочная жидкость.

Проведенный анализ применяемых на различных месторождениях рецептур буровых растворов на нижележащие относительно бажена пласты показал, что в большинстве случаев применяют полимерглинистые ингибированные растворы (см. табл. 2) [16, 17].

Перечисленные геолого-технические особенности строения баженовской свиты, по нашему мнению, определяют целесообразность использования утяжеленных термоустойчивых растворов, отвечающих требованиям, представленным на рисунке 5.



Рис. 5. Требования к БПЖ для вскрытия баженовской свиты

Наиболее перспективными, обеспечивающими высокое качество вскрытия, являются растворы на углеводородной основе (РУО) и их аналоги — инвертные эмульсионные растворы (ИЭР) [18, 19].

Разработанный на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин Тюменского индустриального университета утяжеленный ИЭР на основе минерального органического масла с присадкой HL-580 отличается высокой стабильностью параметров, по сравнению с остальными полидисперсионными мультифазными системами [19]. Электростабильность раствора — 500 В, коэффициент восстановления проницаемости керна — 98 %, плотность — более 1 100 кг/м³ и термоустойчивость — более 130 °С. Положительные аспекты раствора заключаются в следующем: отсутствие фильтрации; высокий ингибирующий эффект; наличие псевдопластичных свойств и высокой смазывающей способности.

Таким образом, применение предложенного утяжеленного ИЭР на основе минерального органического масла с присадкой HL-580 для вскрытия баженовских отложений наиболее целесообразно в плане ингибирования и возможности регулирования в широком диапазоне плотности бурового раствора. Высокая стабильность, устойчивость к высоким температурам и отсутствие водоотдачи раствора позволяют рекомендовать его для вскрытия высокотемпературных битуминозных аргиллитов бажена. Применение ИЭР приведет к снижению аварийности и улучшению технико-экономических показателей бурения, повышению износостойкости долот и временного ресурса работы забойного двигателя, насосного оборудования и т. д.

Библиографический список

1. Energy Information Administration (EIA). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States (June 13, 2013). — Available at: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas>.
2. Первые 5 лет «сланцевой революции»: что мы теперь знаем наверняка? Информационно-аналитический обзор [Электронный ресурс] / С. Мельникова [и др.]; Центр изучения мировых энергетических рынков ИНЭИ РАН. — М., 2012. — Режим доступа: http://www.eriras.ru/files/slancejvnyj_gaz_5_ljet_nojabr_2012.pdf.

3. Дмитриевский А. Н., Высоцкий В. И. Нефтегазовый потенциал сланцевых формаций мира // Новые идеи в науках о Земле. XI Междунар. конф. (9–12 апреля, 2013 г.) / МГРИ-РГГРУ. – М.: Ваш полиграфический партнер, 2013. – С. 27–35.
4. Стрижнев К. Трудноизвлекаемые запасы // ROGTEC. Российские нефтегазовые технологии. – 2013. – № 8.
5. Физико-геохимические и литологические перспективы нефтегазоносности отложений баженовской свиты (на примере Краснотинского свода) / А. В. Лобусев [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2009. – № 12. – С. 24–27.
6. Алексеев А. Д. Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме (часть 2) // ROGTEC. Российские нефтегазовые технологии. – 2014. – № 35. – С. 15–27.
7. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) / Ю. В. Брадучан [и др.] – Новосибирск: Наука, 1986. – 217 с.
8. Захаров В. А. Условия формирования волжско-берриаской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии // Эволюция биосферы и биоразнообразие. – М.: Т-во научных изданий КМК, 2006. – С. 552–568.
9. Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / Э. О. Амон [и др.]; под ред. В. П. Алексеева. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2010. – 257 с.
10. Особенности подсчета запасов нефти в баженовских отложениях Западной Сибири: сб. науч. тр. – Тюмень: СибНИИИП, 1985.
11. Жук Е. Бажено-абалакский горизонт [Электронный ресурс] // Oil & Gas Eurasia. – 2013. – № 6. – Режим доступа: www.oilandgaseurasia.com/digital/2013-06.html.
12. Полоус М. Режим влечения [Электронный ресурс] // Коммерсант. Приложение «Нефть и газ». № 220 (5005), 21.11.2012. – Режим доступа: <http://www.kommersant.ru/doc/2064484>.
13. Газпром нефть: официальный сайт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.gazprom-neft.ru.
14. Карпов В. А. Еще раз о баженидах Западной Сибири (об инвертном типе природного резервуара УВ в баженовской свите) // Недропользование XXI век – 2013. – № 3. – С. 70–77.
15. Технологические средства для вскрытия баженовской свиты / В. П. Овчинников [и др.] // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – Т. 1, № 2. – С. 28–35.
16. Оценка ресурсов газогидратов на Восточно-Мессояхском месторождении / А. В. Поднебесных [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 4. – С. 40–44.
17. Овчинников В. П., Яковлев И. Г., Сирин А. В. Особенности применения биополимерных ингибированных растворов для вскрытия продуктивных пластов, содержащих различные по химической активности глины (на примере месторождений Красноярского края) // Бурение и нефть. – 2014. – № 1. – С. 39–43.
18. Заявка на патент РФ. Инвертный эмульсионный раствор для вскрытия продуктивных пластов / Овчинников В. П., Яковлев И. Г. – Приоритет 2013111252 от 12.03.2013.
19. Овчинников В. П., Курбанов Я. М. Технологии освоения нетрадиционных коллекторов углеводородов баженовской свиты // Тюменский международный инновационный форум «Нефть и газ»: сб. Междунар. конф. – Тюмень, 2014.
20. Аксенова Н. А., Рожкова О. В., Лубягина Н. В. К вопросу выбора бурового раствора для вскрытия баженовской свиты // Нефть и газ Западной Сибири: материалы Междунар. науч.-техн. конф. – Т. 4. Бурение нефтяных и газовых скважин, машины и оборудование промыслов. Материалы и технология нефтяного машиностроения. Химия, нефтехимия и технология переработки нефти и газа / Отв. ред. П. В. Евтин. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – С. 37–42.
21. Сланцевая нефть: Российская альтернатива. Приложение к сборнику «Технологии» № 100 (апрель 2013) ОАО Газпромнефть / Сибирская нефть.

Сведения об авторах

Овчинников Василий Павлович, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89199418359, e-mail: ovchinnikovvp@tyuiu.ru

Овчинников Павел Васильевич, главный специалист управления бурения и заканчивания скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, тел. 8(495)6271280, e-mail: OvchinnikovPV@mail.ru

Аксенова Наталья Александровна, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового дела, филиал Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск, тел. 8(3466)491073, e-mail: na-ac@yandex.ru

Герасимов Дмитрий Семенович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89199355013, e-mail: 8904@mail.ru

Рожкова Оксана Владимировна, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89129263213, e-mail: rozhkovaov@tyuiu.ru

Полищук Сергей Тимофеевич, старший преподаватель кафедры нефтегазового дела, филиал Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск, тел. 89224161153, e-mail: 201819@bk.ru

Information about the authors

Ovchinnikov V. P., Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 89199418359, e-mail: ovchinnikovvp@tyuiu.ru

Ovchinnikov P. V., Chief Specialist at the Department of Drilling and Pumping, LLC «LUKOIL-Engineering», Moscow, phone: 8(495)6271280, e-mail: OvchinnikovPV@mail.ru

Aksenova N. A., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Petroleum Engineering, Nizhnevartovsk branch of Industrial University of Tyumen, phone: 8(3466)491073, e-mail: na-ac@yandex.ru

Gerasimov D. S., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 89199355013, e-mail: 8904@mail.ru

Rozhkova O. V., Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 89129263213, e-mail: rozhkovaov@tyuiu.ru

Polishchuk S. T., Senior Lecturer at the Department of Petroleum Engineering, Nizhnevartovsk branch of Industrial University of Tyumen, phone: 89224161153, e-mail: 201819@bk.ru