

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/31\\_2018](https://doi.org/10.17353/2070-5379/31_2018)

УДК 552.578.061.4(470.6)

**Гасумов Р.А.**Акционерное общество «Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных газов» (АО «СевКавНИПИГаз»), Ставрополь, Россия, [Prjemnaya@scnipigaz.ru](mailto:Prjemnaya@scnipigaz.ru)

## **ОБОСНОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОЙ ТОЛЩИНЫ И ПРОНИЦАЕМОСТИ НИЖНЕМАЙКОПСКИХ ГЛИНИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРНОГО КАВКАЗА)**

*Рассмотрен вопрос о выделении и оценке фильтрационно-емкостных параметров глинистых коллекторов, обоснования их проницаемости и нефтегазонасыщенной толщины. Приведены результаты исследований, содержащих информацию о разнообразных свойствах глинистых пород нижнемайкопских отложений пористости, объемном весе, известковистости, коэффициенте гидрофобности, характеризующем физико-химические свойства поверхности, удельном электрическом сопротивлении, интервальном времени распространения упругих продольных волн. В соответствии с особенностями строения природного резервуара, с учетом результатов пробуренных скважин по их расположенности выделены три категории участков для проведения поисковых работ. Изложены подходы по данным гидродинамических исследований, возможности определения численных значений параметров, характеризующих гидродинамические свойства скважин и пластов, а также определены особенности их строения (наличие неоднородностей, непроницаемых границ). Для количественной оценки параметров коллектора выбраны результаты гидродинамических исследований скважин и изучены индикаторные диаграммы. Кривые восстановления давления, зарегистрированные на скважинах, имеют типичный вид, характерный для трещинно-порового типа коллектора.*

**Ключевые слова:** *порода-коллектор, нижнемайкопские глинистые отложения, трещиноватость, коллекторские свойства, кривые восстановления давления, нефтегазонасыщенная толщина, Северный Кавказ.*

В основе оценки геологических запасов нефти, газа и конденсата лежит порода-коллектор, способная вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке в любых, даже незначительных количествах. Выделение коллекторов реализуется по прямым качественным признакам или с использованием количественных критериев. Вопросу обоснования количественных критериев всегда уделялось большое внимание, и при этом назывались нижние, абсолютные либо абсолютно нижние пределы фильтрационно-емкостных свойств, геолого-геофизические кондиции, абсолютные пределы запасов и т.п. Кроме этого выделялась и другая группа количественных критериев, в основу определения которых положена информация о рентабельных или экономически целесообразных дебитах нефти и газа, то есть технико-экономические кондиции. Эти критерии имеют разнообразную физико-экономическую основу и зависят от коэффициентов извлечения углеводородов (УВ) и минимальной эффективной толщины. Необходимо отметить, что при подсчете

геологических запасов применение для выделения коллекторов подходов, базирующихся на технико-экономических критериях, неправомерно. Нельзя применять и способы выделения коллекторов, основанные на использовании любых величин дебитов, так как критерии коллектора для них не остаются постоянными. Значения кондиционных пределов в этих способах изменяются во времени и различаются в зависимости от геологических особенностей разреза. Последнее объясняется тем, что при постоянной депрессии один и тот же дебит можно получить при высокой проницаемости и малой толщине пласта либо при его низкой проницаемости и большой толщине. Следовательно, пласты с одинаковыми фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) в разное время и в разных условиях могут быть отнесены к коллекторам и неколлекторам [Гасумов, 2014, 2018; Гасумов и др., 2018].

С помощью промысловых исследований можно получить наиболее объективные материалы о комплексе гидродинамических характеристик пласта, так как они основываются на изучении аналитических зависимостей между доступными для непосредственных измерений величинами, такими как пластовые давления, температуры, притоки жидкости и т. д. По данным гидродинамических исследований можно определить численные значения параметров, характеризующих гидродинамические свойства скважин и пластов, а также определить особенности их строения (наличие неоднородностей, непроницаемых границ). Нижерассмотрен данный вопрос на примере нижнемайкопских глинистых отложений.

Хадумская свита по литологическим признакам подразделяется на три горизонта: нижний - пшехский, средний - полбинский (остракодовый пласт), верхний - горизонт морозкинской балки. На основании изучения пшехского горизонта по керну (вынос 75-100%) он представляется как толща аргиллитов с маломощными (0,1-0,4 м) прослоями и линзами мергеля. Аргиллиты серые, до темно-серых, участками с буроватым оттенком, в основном тонколистоватые, горизонтально-слоистые, часто известковистые (до 12-25%). Основная масса в проходящем свете бурая, ориентированная, хорошо раскристаллизованная. По данным рентгено-структурного и электронно-микроскопического анализов в составе глинистых минералов преобладают гидрослюда (52-74%), каолинит+хлорит 26-50%. Монтмориллонит обнаружен только в одном случае в скважине в количестве 13% (обр. 700, глубина 2193-2198 м).

Палеогеографические условия осадконакопления хадумской свиты охарактеризованы на основании построенных карт толщин, палеорельеф района к концу хадумского времени являлся достаточно дифференцированным (рис. 1). На большей части площади глинистые аргиллиты отлагались в условиях неглубокого морского бассейна, глубины которого составляли 30-50 м. В пределах изопахиты 50 м выделяются участки сокращения толщин хадумского горизонта до 20-30 м, свидетельствующие о положительных тектонических

подвижках во время осадконакопления. Остаточная водонасыщенность  $S_{OB}$  глин по массовым определениям изменяется в относительно узких пределах 70-85%.

По данным электронной микроскопии, тонкие поры матрицы и тонкие межплитчатые и межлистоватые пустоты вмещают пленочную, капиллярную и свободную воду. Свободная вода занимает отдельные пустоты и является разобщенной и неподвижной. Мобильность свободной воды обеспечивается межлистоватыми пустотами и сквозагрегатными трубчатыми каналами. Нефть в глинах залегаёт в виде пленок и линз вдоль литогенетических трещин, которые развиваются по плоскостям напластования глин различного состава. Мобильность нефти обеспечивается трещинами с повышенной раскрытостью.

Характерной особенностью зон трещиноватости, отмеченной на обнажениях палеогеновых отложений является параллельность линий вертикальных зон трещиноватости. Параллельные зоны трещиноватости, совпадающие с зонами повышенной проницаемости природного резервуара, позволяет разделять низкопроницаемые межтрещинные зоны (блоки).

Пределы изменения и средние величины остаточной водонасыщенности, связанного и свободного нефтенасыщения в связи с характеристикой лиофильности поверхности глинистых разностей нижнемайкопского разреза позволяет установить, что распределение коэффициента насыщения свободной нефтью в разрезе нижнемайкопских, тесно связано с коэффициентом остаточной водонасыщенности. Четкой зависимости между  $S_{OB}$  и коэффициентом пористости  $K_{II}$  не выявлено. Высокое содержание остаточной воды предопределено минеральным составом пород (глинистые минералы) и структурой их пустотного пространства (очень тонкие поры и межплитчатые, межлистоватые пространства).

За счет значительного содержания битумоидов, породы, как правило, в той или иной степени гидрофобизованы. Гидрофобизация пород неизбежно должна влиять на величину остаточной водонасыщенности, обуславливая снижение последней при возрастании степени гидрофобизации. Распределение коэффициента насыщения свободной нефтью в разрезе нижнемайкопских отложений Журавской площади, который тесно связан с коэффициентом остаточной водонасыщенности, показано на рис. 2.

Результаты работ на нижнемайкопские глинистые отложения свидетельствуют о том, что нефтенакопление здесь связано со своеобразным по строению природным резервуаром. Об этом, в частности, свидетельствуют результаты испытания скважин. В пределах установленных полей нефтеносности, часто на достаточно близком расстоянии, отмечаются скважины с промышленными притоками нефти (25-100 м<sup>3</sup>/сут), низкодебитные (5-7 м<sup>3</sup>/сут), слабоприточные (0,01-1,5 м<sup>3</sup>/сут) и бесприточные.

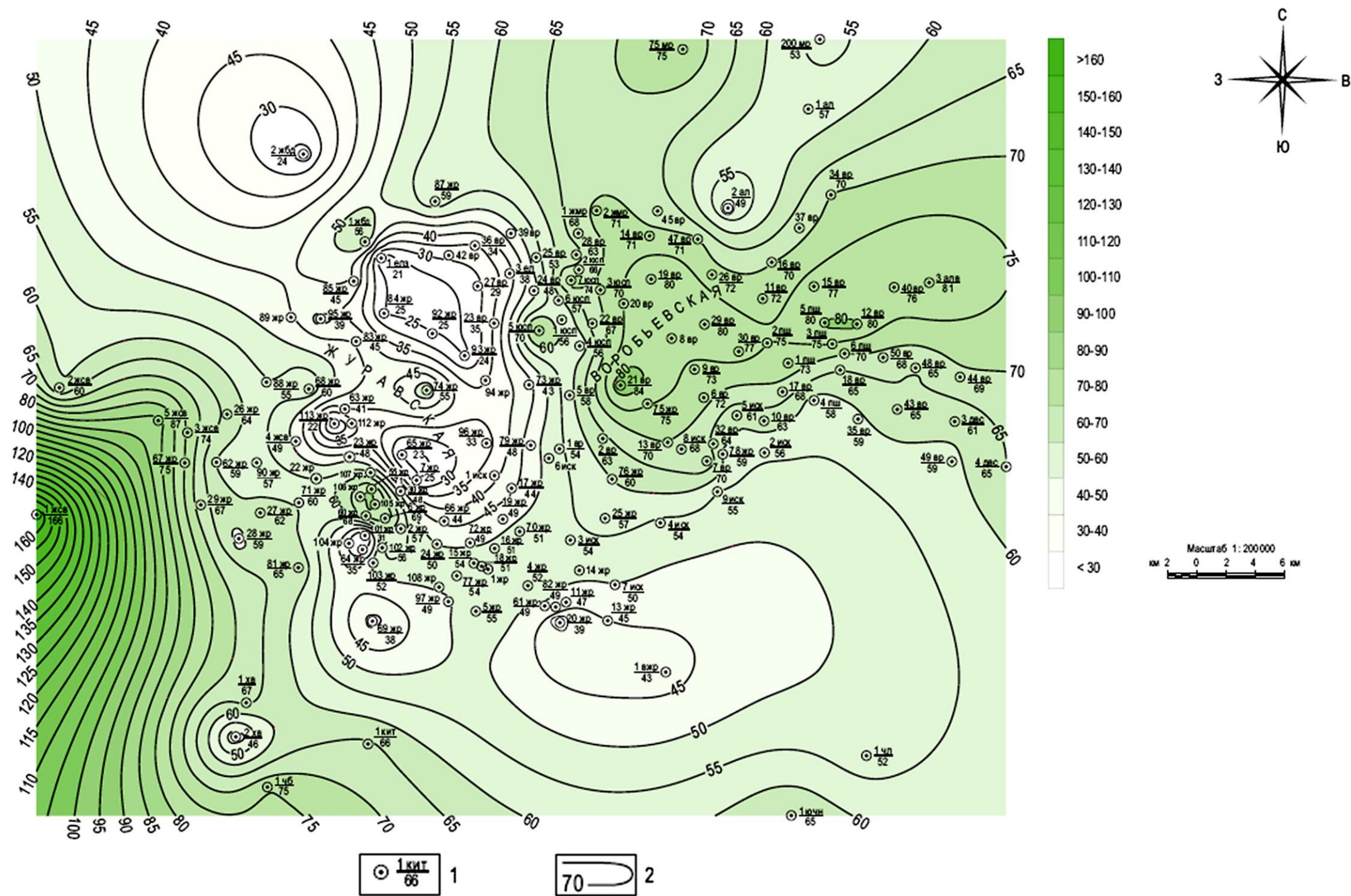


Рис. 1. Карта толщин хадумской свиты изучаемого района

1 – скважины: в числителе – номер скважины и индекс площади, в знаменателе – толщина хадумской свиты, м; 2 – линии равных толщин хадумской свиты.

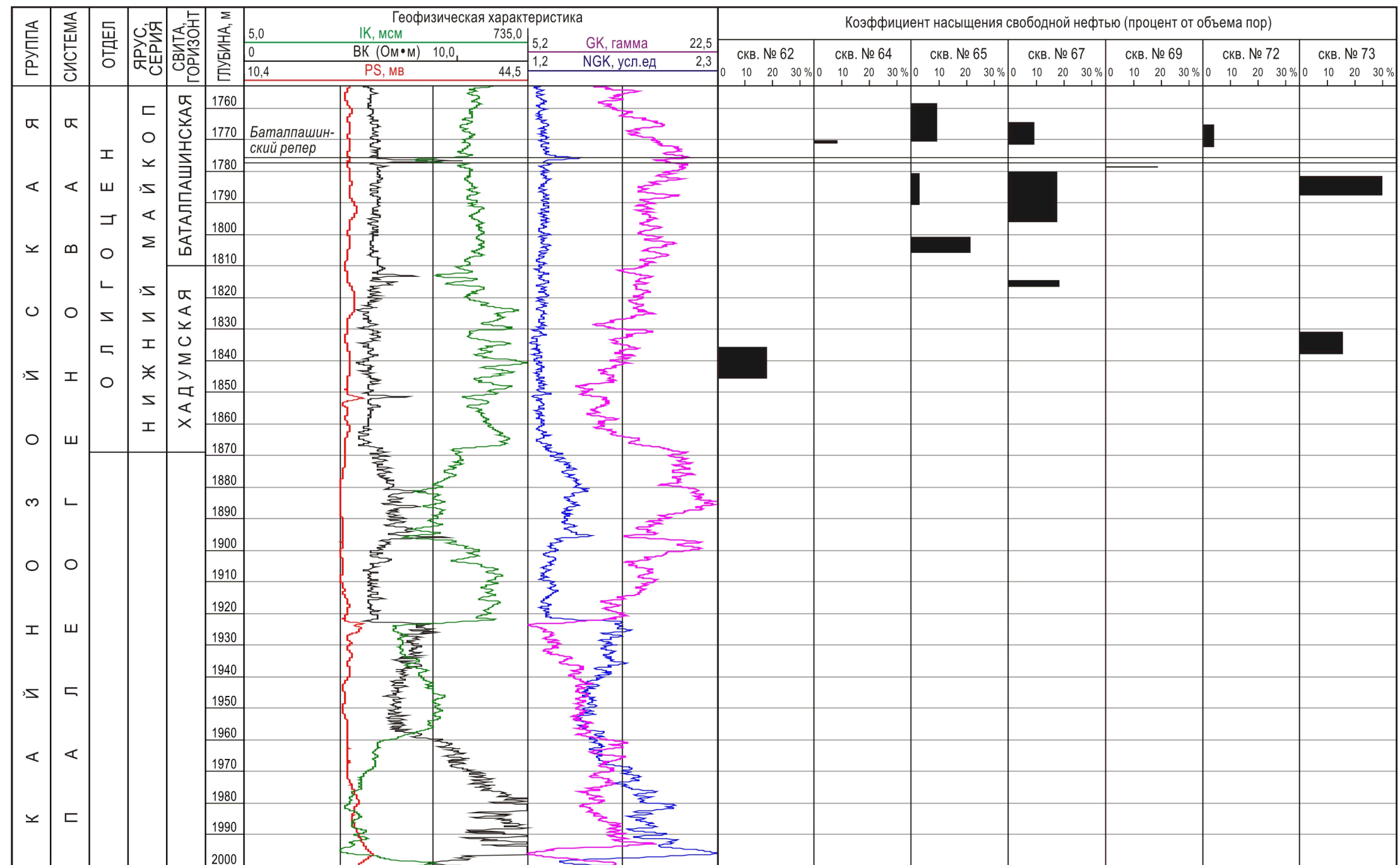


Рис. 2. Распределение коэффициента насыщения свободной нефтью в разрезе нижнемайкопских отложений Журавской площади

Кроме того, в ряде скважин получены притоки воды с различным количеством нефти, притоки воды и притоки нефти с дальнейшим быстрым обводнением. Как известно, природный резервуар в классическом понимании – это коллектор с определенными фильтрационно-емкостными параметрами, ограниченный флюидоупорами, не обладающими эффективной емкостью и проницаемостью.

Глинистый природный резервуар имеет ряд специфических черт:

- породы-коллекторы представлены тонколистоватыми аргиллитами, обогащенными органикой и сульфидами;
- фильтрационно-емкостная система резервуара состоит из проницаемой проводящей трещиноватой части и слабо проницаемой и непроницаемой пористой матрицы;
- присутствуют горизонтальные, вертикальные и наклонные трещины;
- границы между коллекторами и флюидоупорами не имеют резких границ.

Характерной особенностью зон трещиноватости, отмеченной на обнажениях палеогеновых отложений, является параллельность линий вертикальных зон трещиноватости. Параллельные зоны трещиноватости, совпадающие с зонами повышенной проницаемости природного резервуара, позволяют разделять низкопроницаемые межтрещинные зоны (блоки).

В этой связи определенный интерес представляют различие составов нефтей из трещиноватых и блоковой частей резервуара (табл. 1) и проницаемость проводящих каналов между скважинами как в пределах трещиноватых зон, так и между разделенными блоками.

Характерной особенностью строения природного резервуара является наличие достаточно частых, близких к прямолинейным, практически параллельных, вертикальных трещиноватых зон.

Расчет параметров микротрещиноватости на шлифах, изготовленных из пород, и качественный анализ шлифов показали, что в аргиллитах, обогащенных органикой, присутствуют горизонтальные, наклонные и вертикальные трещины. Наиболее распространены горизонтальные (58,5%), значительно реже - наклонные трещины (31,3%), еще реже - вертикальные (10,2%). Среди горизонтальных трещин выделяются эпигенетические и тектонические.

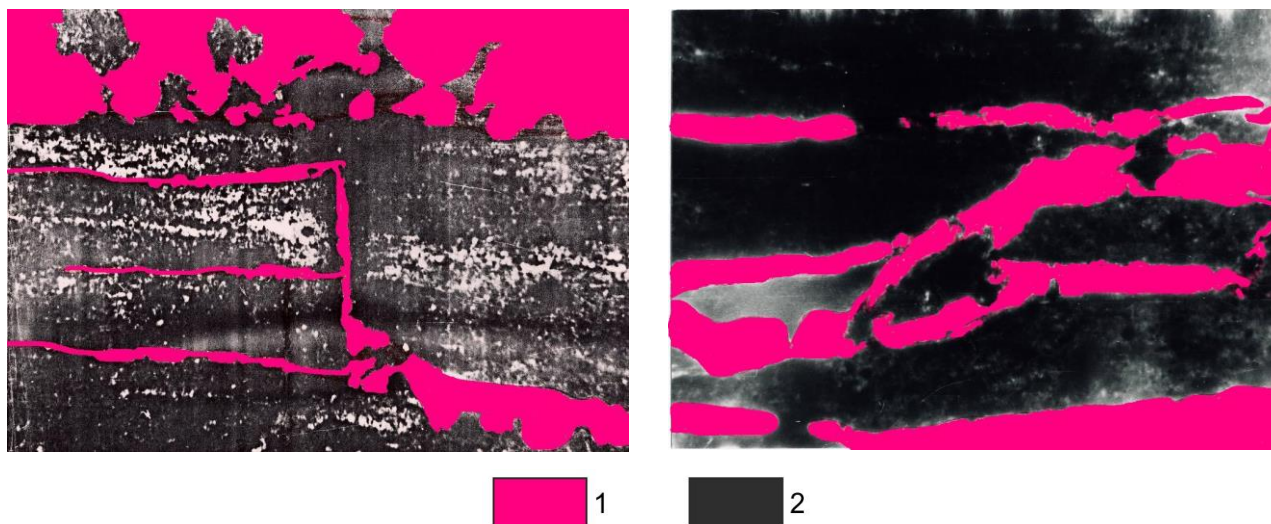
Первые приурочены к границам литологических разностей и частично заполнены черным окисленным битумом. Иногда к ним приурочены хорошо сформированные кристаллы доломита (до 0,05 мм). Эти трещины - слабоизвилистые, довольно выдержанные по протяженности и раскрытости (10-25 мкм).

Таблица 1

## Результаты проведения работ по определению профилей притока на скважинах Журавско-Воробьевского месторождения

Номер скважины	Интервал перфорации, м		Глубина скважины, м	Дебит, м <sup>3</sup> /с	Работающие интервалы, м	h <sub>эф</sub> , м	Приток
3	2135	2160	2142	26	2135-2140	1,1	вода
4	2064	2096	2085	18	2069-2071	1,5	вода
	2160	2183			2142-2162		нефть
13	2026	2067	2072	18	2031-2063	14,6	нефть
14	2130	2165	2160	25	2157-2159	3	нефть
					2139-2140		вода
15	2068	2146	2148	15	2106-2139	16,4	нефть
12	2123	2200	2150	14	2128-2139	1,2	нефть
					2139-2140		вода
16	2112	2170	2167	20	2125-2127	5,5	нефть
					2127-2131		вода
17	2124	2191	2155	12	2124-2150	8,6	нефть+вода
18	2120	2164	-	26	2124-2125	9	нефть
					2125-2141		нефть+вода
19	2109	2128	-	20	2115-2118	6	нефть+вода
					2124-2127		вода
20	2160	2172	2190	10	2163-2165	15,6	нефть+вода
					2172-2188		вода
11	2139	2148	2142	10	2139-2140	1	нефть+вода
					2141-2142		

Горизонтальные трещины - тектонического происхождения, всегда с ровными стенками, раскрытостью от 20 до 60 мкм, иногда до 100 мкм, протяженность их превышает размеры шлифа (рис. 3а). Такие трещины часто заполнены органическим веществом и в них активно протекают процессы новообразований. Наклонные и вертикальные трещины имеют исключительно тектоническое происхождение, по форме - слабо извилистые, иногда прерывистые, ветвящиеся (рис. 3б.). На их пересечении с горизонтальными трещинами образуются пустоты неправильной формы (50-70 мкм).



**Рис. 3. Фотография шлифа обогащенного органикой аргиллита хадумской свиты**  
(проходящий свет, увеличение - 50)

*1 – трещины; 2 – основная масса породы.*

Средняя раскрытость этих трещин составляет 20-40 мкм. Стенки извилистые, иногда зубчатые. Вертикальные трещины по своей конфигурации разнообразнее горизонтальных. Здесь встречаются слабоизвилистые, затухающие, прерывистые, ступенчатые трещины раскрытостью от 5 до 40 мкм, с преобладанием 10-20 мкм и протяженностью от 0,15 до 0,3 мм. В шлифах видно, что они почти всегда соединяют между собой горизонтальные трещины. Для наиболее протяженных вертикальных трещин характерна ступенчатая форма, с сужением раскрытости (раскрытость горизонтальной части всегда остается неизменной). Часто они сопровождаются затухающими вертикальными трещинами, раскрытостью до 5-10 мкм. Замеры параметров трещиноватости аргиллитов из непродуктивных интервалов показали, что их трещинная емкость составляет 0,12-0,55%, в продуктивных интервалах - 0,77-3,04% (иногда 6,03-7,85%). Проницаемость соответственно -  $(4,51-21,87) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  и  $(588,6-3671,2) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  (иногда  $1,1 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2$ ). Прямое изучения трещиноватости глинистых пород свидетельствуют о наличии в разрезе нижнего майкопа отдельных интервалов с удовлетворительной емкостью (до 2-7%), достаточно высокой и очень высокой проницаемостью (до  $534955,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ).



Выделение нетрадиционных трещиноватых коллекторов в разрезе хадумской свиты представляет значительные трудности. По данным промыслово-геофизических исследований это практически невозможно. Разуплотненные зоны в разрезе олигоцена можно определить только с помощью комплекса методов, включающего акустический (АК) и плотностной (ГГК-П) каротажи, кавернометрию, термометрию, а также боковое каротажное зондирование. По данным ГГК-П разуплотненные (трещиноватые) зоны четко прослеживаются пониженным значением плотности до  $2,0 \text{ г/см}^3$ . При интерпретации результатов ГГК-П рекомендуется использовать коэффициент относительного изменения плотности в процентах для исключения влияния аппаратурных и субъективных погрешностей:

$$K_n = (\gamma_{\max} - \gamma_{\min}) / \gamma_{\min} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где  $\gamma_{\max}$  – отсчет по диаграмме плотности вмещающих пород;  $\gamma_{\min}$  – отсчет плотности наиболее разуплотненных глин.

Относительное изменение интервального времени  $\Delta T$  и плотности  $\gamma$  скважин, в которых получены притоки нефти, характеризуются коэффициентами более 26%. Коэффициенты ниже этого значения характерны для скважин, в которых не получено притоков нефти. По данным кавернометрии проницаемый трещиноватый пласт отмечается увеличением диаметра скважины, что указывает на кавернозность разреза.

Термометрия позволяет выделить интервалы повышенной трещиноватости, которые вследствие проникновения фильтрата бурового раствора, имеющего более низкую температуру по сравнению с пластовой ( $120^{\circ}\text{C}$ ), отмечаются снижением температуры на  $2-5^{\circ}\text{C}$ . Последующий температурный замер фиксирует снижение температуры меньшей величины, так как после кольматации пласта проникновение фильтрата уменьшается или прекращается. В скважинах, где отсутствуют проницаемые пласты, температурные аномалии не отмечаются.

Установлено, что с нефтенасыщенными пластами-коллекторами связаны пониженные значения коэффициента гидрофобности ( $K_{\text{фб}}$ ) - менее 0,17 при фоновых величинах 0,25-0,3. Исследователи полагают, что повышенные  $K_{\text{фб}}$  свидетельствуют о нахождении УВ под влиянием молекулярных сил в прочносвязанном состоянии, а низкие  $K_{\text{фб}}$  - о нахождении УВ в свободном состоянии и способности перемещаться.

Породы, благоприятные для формирования в них залежей нефти, отлагались в центральных частях крупных отрицательных структур на средних этапах тектонических циклов, в условиях некомпенсированного прогибания.

По литологическому типу - это достаточно литифицированные (до стадии аргиллитов) породы со средними значениями плотности  $2,4 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$  (стандартное отклонение

0,038·10<sup>3</sup> кг/м<sup>3</sup>), пористости - 11,28% (стандартное отклонение 1,43%), не содержащие в своем составе разбухающих глинистых минералов. Породы темно-серой, черной и коричневатой-серой окраски с листоватым, микрослоистым строением, за счет неравномерно распределенного органического вещества сапропелевого и гумусо-сапропелевого типов. Содержание органического углерода - не менее 0,5-5%.

Породы из нефтенасыщенных интервалов и интервалов, отнесенных к непродуктивным, по средним значениям петрофизических параметров (пористость, плотность) практически не отличаются (табл. 2).

Таблица 2

**Результаты обработки индикаторных кривых по скважинам  
Журавско-Воробьевского месторождения**

Номер скважины	Водопроницаемость, $k_{fh}, м^2/сут$	Гидропроницаемость, $мкм^2 \cdot см / мПа \cdot с$	Проницаемость, $\times 10^3 мкм^2$
1	0,024	2,795	2,236
2	0,126	14,82	11,88
3	0,029	3,47	2,776
4	0,034	3,99	3,192
5	0,019	2,27	1,816
6	0,034	4,03	3,224
7	0,029	3,47	2,776
8	0,016	1,89	1,512
9	0,034	3,96	3,168

Однако, для продуктивных скважин характерен меньший разброс средних значений пористости (10,72-12,22%) по сравнению с непродуктивными (8,9-13,85%). Пределы колебаний значений смещенной и несмещенной дисперсий ( $D$ ,  $D_0$ ) пористости для продуктивных интервалов - более широкое. Сходная картина наблюдается и для других статистических параметров (асимметрия, эксцесс). Контрастные параметры значений плотностных параметров в разрезе глинистых отложений могут служить критерием их нефтеносности.

Однако связь продуктивности с петрофизическими параметрами имеет отличающуюся картину. Для интервалов с высокими максимальными значениями продуктивности характерны невысокие значения стандартного отклонения пористости и плотности, с низкими значениями - значения стандартного отклонения пористости (2-6%). В скважинах с низкой продуктивностью полезная емкость, скорее всего, обусловлена трещиноватостью. В высокопродуктивных скважинах, по-видимому, заметно влияние полезного объема матрицы (в среднем 2,5% от пористости). Выявлено, что если контрастность петрофизических параметров может служить критерием нефтеносности разреза в конкретной скважине, то критерием определения продуктивности отдельного интервала - однородность слагающих

его пород. По мнению автора, эта особенность подтверждает факт воздействия вторичных физико-химических процессов, под влиянием которых происходит выравнивание петрофизических параметров пород в соответствии с новыми термодинамическими условиями.

Слабая информативность стандартных промыслово-геофизических методов исследований глинистых отложений (практическая затрудненность и неоднозначность выделений нефтенасыщенных интервалов) обуславливает необходимость поиска альтернативных методов выделения коллекторов в однообразной глинистой толще.

Как показали исследования, отмечается достаточно четкая связь окислительно-восстановительного потенциала пород и показателя концентрации водородных ионов рН с их нефтеносностью.

Количество связанной и свободной нефти в глинистом коллекторе нижнемайкопских отложений находится в прямой зависимости, во-первых, от физико-химического состояния поверхности, во-вторых, от коллекторских свойств пород.

Полученные результаты прямого изучения трещиноватости глинистых пород свидетельствуют о том, что в разрезе нижнего майкопа существуют отдельные интервалы с удовлетворительной емкостью (до 7%) и высокой проницаемостью (до  $534955,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ).

Для обоснования нефтегазонасыщенной толщины и проницаемости коллекторов необходимо наличие информации о свойствах глинистых пород исследуемого продуктивного отложения. По результатам экспериментальных исследований среди величин, содержащих надежную и наиболее полную информацию о разнообразных свойствах глинистых пород нижнемайкопских отложений, можно выделить следующие: пористость; объемный вес; известковистость; коэффициент гидрофобности, характеризующий физико-химические свойства поверхности; удельное электрическое сопротивление; интервальное время распространения упругих продольных волн.

Учитывая физический смысл измеренных величин, можно предположить их взаимосвязь. Выявление тесноты парных, трехмерных, многомерных корреляционных связей и изучение влияния на выбранную в качестве функции величину каждого параметра, введенного в многомерную связь, оценивалось с помощью ступенчатого регрессивного анализа. Количество прочносвязанной нефти находится в тесной логарифмической связи с коэффициентом гидрофобности и количественным содержанием воды в мономолекулярном слое. Введение в массив данных параметров пористости, объемного веса и известковистости, характеризующих коллекторские свойства пород, немного улучшает показатели рассматриваемой связи, то есть количество прочносвязанной нефти находится в прямой зависимости от физико-химического состояния поверхности и почти не зависит от

количества воды в полимолекулярном слое; коэффициент корреляции с введением этого параметра не улучшается. Выявлена четкая зависимость количества воды, связанной с поверхностью глинистых пород в условном монослое, от коэффициента гидрофобности. По мере увеличения степени гидрофобизации поверхности емкость условного монослоя уменьшается по гиперболическому закону. Четко демонстрируется зависимость количества воды в монослое от физико-химического состояния и структуры пустотного пространства коллектора листового типа [Гасумов, 2014; Гаттенбеггер, 1971].

Механизм и направление строительства полимолекулярного слоя воды диктуется расстоянием от твердой поверхности, с одной стороны, и степенью гидрофобизации поверхности и реальной занятостью УВ соседних гидрофобизированных участков, с другой. Ближе к поверхности усиливается взаимодействие с подложкой. По мере удаления от поверхности вглубь пустотного пространства начинают преобладать силы притяжения между адсорбированными молекулами воды. Полимолекулярные слои, образовавшиеся на монослоях, начинают достраиваться не только в вертикальном, но и в боковом направлениях. Если соседние гидрофобизированные участки не заняты в этот момент полимолекулярными слоями УВ, то полимолекулярные слои воды начнут достраивать и в горизонтальном направлении вплоть до слияния с соседними слоями. Именно такая ситуация сложилась в условиях проведенного эксперимента, гидрофобизированные участки поверхности не заняты полимолекулярными слоями УВ, как это имеет место в естественных условиях пласта. При невысокой степени гидрофобизации поверхности объем полимолекулярной адсорбции воды не зависит от коэффициента гидрофобности, что можно объяснить облегченностью условий для проявления действия водородных связей между молекулами воды соседних гидрофильных участков, расположенных относительно близко друг к другу. Так как расстояние, на котором действует молекулярное поле подложки, везде примерно одинаково, то объем образовавшегося полимолекулярного слоя будет также одного порядка. При этом гидрофобизированные участки поверхности оказываются погребенными под сплошным слоем прочносвязанной воды. По мере увеличения степени гидрофобизации поверхности слияние соседних полимолекулярных слоев затруднено [Гаттенбеггер, 1971; House, Viturat, Fjaere, 2011; Гасумов, 2014, 2018].

Выявлена слабая связь количества воды в полимолекулярном слое с физико-химическим состоянием поверхности, а введение в массив данных параметров, характеризующих коллекторские свойства глинистых пород пористости, объемный вес и известковистость незначительно улучшают тесноту связи. Количественное содержание воды в полимолекулярном слое слабо зависит от количественного содержания воды в мономолекулярном слое.

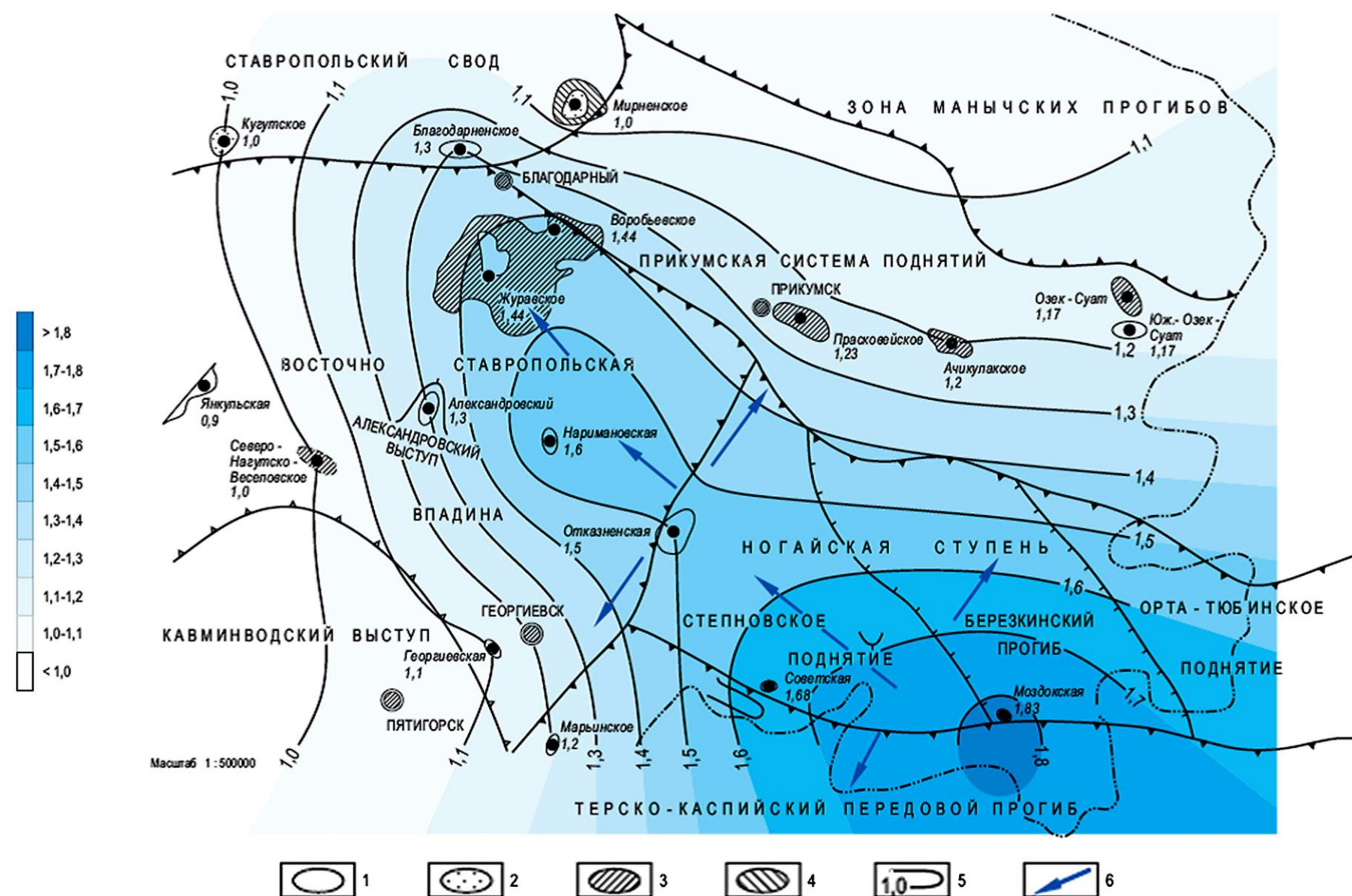
Характерная особенность гидродинамики седиментационного бассейна исследуемого района по сравнению с инфильтрационным - движение пластовых вод из глубоко погруженных к периферийным участкам впадин. Питание пластовых вод в глубоко погруженных участках Восточно-Ставропольской впадины и Терско-Каспийского передового прогиба происходит из уплотняющихся преимущественно нижнемайкопских глин. Эта область питания возникла постепенно в процессе геологической истории по мере заполнения Восточно-Ставропольской впадины более молодыми осадками, включая четвертичные. В условиях постоянного возрастания геостатического давления поровая вода выжималась из них в трещиноватые породы-коллекторы хадумской и баталпашинской свит. В связи с изоляцией седиментационного бассейна в нем создавались избыточные напоры, которые обеспечивали и обеспечивают движение пластовых вод и транспортировку ими УВ из осевых частей прогиба и впадины к периферийным зонам (рис. 4).

Имеющиеся данные позволяют определить направление, скорость и расход потока седиментационных вод. Для расчета приняты следующие параметры: проницаемость пласта -  $3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, вторичная пористость - 0,02, вязкость пластовой воды при пластовой температуре 125<sup>0</sup>С равна 0,22 мПа·с. Согласно схематической карте аномальности пластовых давлений движение седиментационных вод происходит по направлениям, обозначенным стрелками с востока на запад.

Известно, что для начала движения пластовых вод необходимо преодолеть начальный градиент напоров, равный 0,001. Полученная величина напорного градиента намного больше указанной величины, что позволяет говорить о движении потока седиментационных вод из осевой части Восточно-Ставропольской впадины в зоны с наименьшими напорами.

Пластовые воды Журавско-Воробьевского месторождения относятся к третьей гидрогеохимической зоне, характеризующейся аномально-высокими пластовыми давлениями и наличием хлоркальциевых вод с минерализацией 20-35 г/дм<sup>3</sup>. Региональная гидродинамическая характеристика олигоценых отложений основывается на замерах пластовых давлений по отдельным поисковым площадям и открытым месторождениям. Сведения об олигоценых нефтяных месторождениях Ставропольского края приведены в табл. 3.

Актуальность определения положения водонефтяного контакта (ВНК) вызвана тем, залежь нефти на Журавском месторождении образовалась на месте своего залегания (in situ) и поэтому не содержит ни подошвенных, ни законтурных вод. Источником пластовой воды является рыхлосвязанная вода. Анализ фактического материала по испытанию скважин, данные по разработке Воробьевской площади показали, что залежи в хадумской свите обводняются сначала в условиях упругого, а затем упруговодонапорного режимов.



**Рис. 4. Схематическая карта аномальности пластовых давлений в олигоценовых отложениях Восточно-Ставропольской впадины**

1 – выявленные структуры; 2 – газовые месторождения; 3 – нефтяные месторождения; 4 – месторождения газоконденсата; 5 – изолинии коэффициентов аномальности пластовых давлений; 6 – направление движения седиментационных пластовых вод.

Таблица 3

**Результаты обработки кривых восстановления давления в скважинах (по методу Полларда)**

Номер скважины	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Депрессия на пласт, МПа	Коэффициенты кривой			Объем дренирования, м <sup>3</sup>		Средняя раскрытость трещин в пласте, мкм	Средний межтрещинный интервал, см	Проницаемость x10 <sup>3</sup> мкм <sup>2</sup>
			Ap	Cp	Dp	матрицы	трещин			
1	3,254	11,39	115,1	100	5,2	4383,3	1,9	439,39	12,23	5,77
2	29,21	6,68	62,1	35,5	30,5	126808,1	88,3	433,55	8,0	8,86
3	10,66	8,28	82,4	58,9	25,4	4304,4	9,3	163,02	0,93	3,88
4	4,84	12,31	76,5	70,8	1,8	7947,2	2,7	1037,73	37,31	24,9
5	14,47	7,66	75,7	41,7	35,6	8927,3	32,3	123,94	0,42	3,75
6	6,5	5,86	58,2	53,0	8,8	2244,1	10,9	144,22	0,36	6,83

При анализе комплекса геофизических исследований скважин очевидно, что по большинству применявшихся методов не удастся определить положение ВНК. Это связано со сложным строением трещиноватых зон и различной степенью их насыщения по разрезу и площади. Поэтому единственным методом определения границ залежи является возможность определения ВНК по результатам испытания скважин. Установлено, что вследствие низких ФЕС, в отдельных частях площади возможны зоны с седиментационной пластовой водой. По данным динамического анализа волнового поля такие зоны наиболее вероятны на участках, характеризующихся отсутствием разуплотненных пород в хадумских отложениях.

Установлено, что площадь приурочена к гидродинамической ловушке, то есть соответствует классической модели. Анализ результатов испытания многочисленных скважин показывает, что структурно-литологическая водоплавающая нефтяная залежь в северной части контролируется замещением трещиноватых коллекторов глинистыми аргиллитами, в юго-западной и восточной части площади ВНК, проведенным по результатам испытания скважин.

Можно предполагать, что режим разработки залежи при отборе нефти на начальном этапе будет обеспечиваться за счет упругоэластичности гидродинамической системы и далее за счет внедрения законтурных и подошвенных пластовых вод.

Подъем ВНК в результате внедрения подошвенных пластовых вод зафиксирован проведением временных замеров ГК в скважинах, в которых добывали нефть из залежи хадумской свиты (табл. 4). Обводнение скважины свидетельствует о площадном продвижении внешнего контура нефтеносности в результате воздействия законтурной области. Подтверждением этому является восстановление давления в этой скважине почти до первоначального уровня (см. табл. 3), а его рост на начало консервации свидетельствует о распространении депрессионной воронки давления на законтурную область.

Гидродинамические исследования скважин на данной площади проводились в течение всего периода ее эксплуатации. Основная проблема качества интерпретации полученной информации состоит в отсутствии систематизации при проведении этих исследований. Поскольку порода-коллектор представлена листоватыми аргиллитоподобными глинами, основой дренажной системы которых является развитая горизонтальная и вертикальная трещиноватость, ее фильтрационные параметры напрямую зависят от текущих пластовых давлений. Так как гидродинамические исследования скважин проводились в различное время при разных пластовых давлениях (что так же создает проблемы при оценке энергетического состояния залежи), использовать их результаты можно только для качественной оценки параметров пласта-коллектора [Методическое руководство..., 1983;



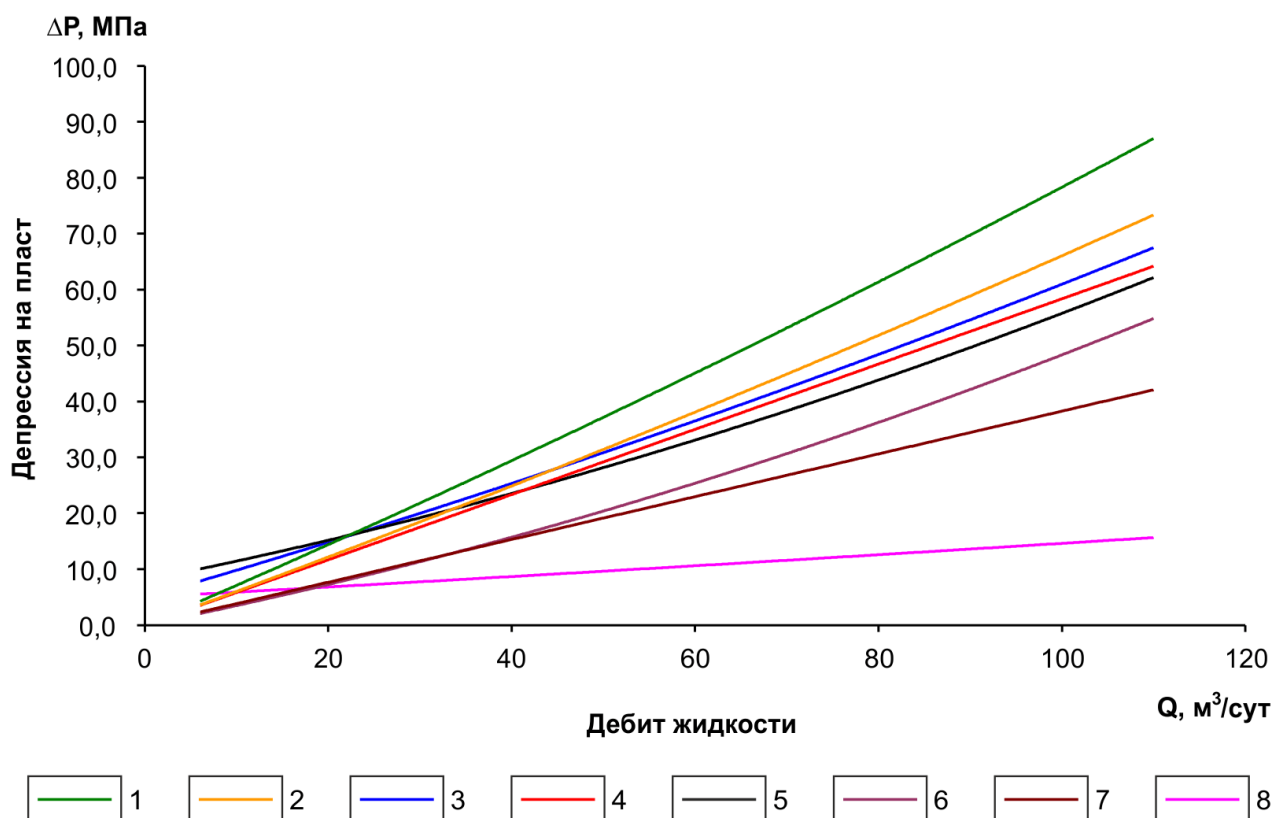
Хисамов, 2000; Камартдинов, 2010].

Таблица 4

**Подъем водонептяного контакта по скважинам Журавско-Воробьевского месторождения**

Скважина	Альтитуда ротора, м	Результаты исследований	Первоначальное положение ВНК, а.о., м	Текущее положение ВНК, а.о., м	Величина подъема, м
64	257,4	вода	-1878	-1903	25,0
68	243,0	вода	-1867	-1826	41,0
77	298,0	нефть	-1903	-1864	39,0
85	274,0	нефть	-1793	-1789	4,0
97	241,0	нефть	-1859	-1897	38,6
103	242,0	нефть+вода	-1915	-1884	31,0
108	258,34	нефть+вода	-1865	-1866	1,0

На рис. 5 представлены индикаторные кривые гидродинамических исследований скважин. Эффективная толщина пласта при расчете проницаемости определена по результатам проведения работ по определению профилей притока на скважинах (табл. 5), и принята равной 7,5 м.



**Рис. 5. Индикаторные кривые исследования скважин Журавской площади**

1 — скв. 90; 2 — скв. 64; 3 — скв. 55; 4 — скв. 79; 5 — скв. 77; 6 — скв. 68; 7 — скв. 73; 8 — скв. 62.

Таблица 5

**Результаты проведения работ по определению профилей притока на скважинах  
Журавской площади**

Номер скв.	Интервал перфорации, м		Глубина скважины, м	Дебит, м <sup>3</sup> /с	Работающие интервалы, м	h <sub>эф</sub> , м	Приток
90	2135	2160	2142	26	2135-2140	1,1	вода
68	2064	2096	2085	18	2069-2071	1,5	вода
	2160	2183			2142-2162		нефть
85	2026	2067	2072	18	2031-2063	14,6	нефть
91	2130	2165	2160	25	2157-2159	3	нефть
					2139-2140		вода
97	2068	2146	2148	15	2106-2139	16,4	нефть
102	2123	2200	2150	14	2128-2139	1,2	нефть
					2139-2140		вода
103	2112	2170	2167	20	2125-2127	5,5	нефть
					2127-2131		вода
101	2124	2191	2155	12	2124-2150	8,6	нефть+вода
104	2120	2164	-	26	2124-2125	9	нефть
					2125-2141		нефть+вода
108	2109	2128	-	20	2115-2118	6	нефть+вода
					2124-2127		вода
113	2160	2172	2190	10	2163-2165	15,6	нефть+вода
					2172-2188		вода
112	2139	2148	2142	10	2139-2140	1	нефть+вода
					2141-2142		

Результаты расчета параметров пласта представлены в табл. 5. Средняя проницаемость пласта по этим данным равна  $3,62 \cdot 10^3$  мкм<sup>2</sup>.

Для расчета гидропроводности и проницаемости пласта использовали следующую формулу [Методическое руководство..., 1983; Хисамов, Сулейманов, Фархуллин, 2000; Earlougher, 2003; Камартинов, 2010]:

$$\frac{Kh}{\mu} = \frac{1}{2\pi A} \ln \frac{R_k}{r_c}, \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{см}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}, \quad (2)$$

$$K = \left[ \frac{Kh}{\mu} \right] \cdot \frac{\mu}{h}, \text{мкм}^2,$$

где  $\mu$  – вязкость жидкости, Па·с;  $A$  – коэффициент фильтрационного сопротивления,  $\frac{\text{МПа} \cdot \text{сут}}{\text{м}^3}$ ;  $h$  – толщина пласта, см;  $R_k$  – радиус контура питания, м;  $r_c$  – радиус скважины, м.

Для количественной оценки параметров коллектора выбраны результаты

гидродинамических исследований скважин и составлены индикаторные диаграммы. Кривые восстановления давления (КВД), зарегистрированные на скважинах, имеют типичный вид, характерный для трещинно-порового типа коллектора. На КВД выделяются три прямолинейных участка. Согласно методике, первый линейный участок отражает процесс восстановления давления в проводящей среде (в данном случае проводящая среда - трещинная система коллектора, обладающая высокой проводимостью и низкой пористостью) [Методическое руководство..., 1983; Гасумов, 2018]; второй участок - процесс перераспределения давления между проводящей и питающей системами (питающая система в данном случае - матрица породы, обладающая высокой пористостью и низкой проницаемостью); третий участок соответствует окончательному восстановлению давления в питающей системе. Для обработки КВД в трещинно-поровом коллекторе наиболее целесообразно применять метод Полларда [Методическое руководство..., 1983; Хисамов, Сулейманов, Фархуллин, 2000; Камартдинов, Кулагина, 2009]. В модели рассматривается депрессия из трех составляющих: перепад между пластовым давлением и давлением в матрице пласта; перепад между давлением в матрице и в трещинной системе пласта; перепад давления между трещинной системой пласта и прискважинной зоной (см. табл. 5).

Обводнение скважины свидетельствует о площадном продвижении внешнего контура нефтеносности в результате воздействия законтурной области. Подтверждением этому является восстановление давления в этой скважине почти до первоначального (табл. 6), а рост давления на начало консервации, говорит о распространении депрессионной воронки давления на законтурную область.

Таблица 6

#### Динамика пластовых давлений на Воробьевской площади

Номер скв.	Абсолютная отметка баталпашинского репера, м	Пластовое давление, МПа			
		При освоении после бурения	На начало консервации	3 года после консервации	4 года после консервации
12	1887	28,6–1990 г.	28,0	29,85	29,18
22	1838	27,68–1986 г.	27,3	28,01	28,76
23	1870	28,6–1987 г.	27,5	29,11	29,12
47	1748	27,36–1993 г.	25,5	27,64	27,03
50	1949	28,74–1992 г.	28,5	30,0	30,2
Среднее:		28,45	27,08	28,83	28,62

Аналогичное положение зафиксировано в скв. 18 Воробьевская, в которой обводнился нефтеносный баталпашинский пласт, залегающий на абсолютных отметках минус 1944-1941 м.

В результате по соотношению составляющих депрессии рассчитывается коэффициент динамической емкости, который позволяет оценить долю пустотности, приходящуюся на

трещинную систему пласта. Определяется соотношение первичной (межгранулярной) и вторичной (трещинной и кавернозной) пористости. Кроме того, метод Полларда дает оценку истинной проницаемости трещин, величины скин-эффекта и коэффициента заканчивания скважины. Для определения модели пласта и режима фильтрации в последнее время практикуют построение графиков давления и производной давления в билогарифмических координатах (табл. 7).

Таблица 7

**Результаты обработки индикаторных кривых по скважинам  
Журавско-Воробьевского месторождения**

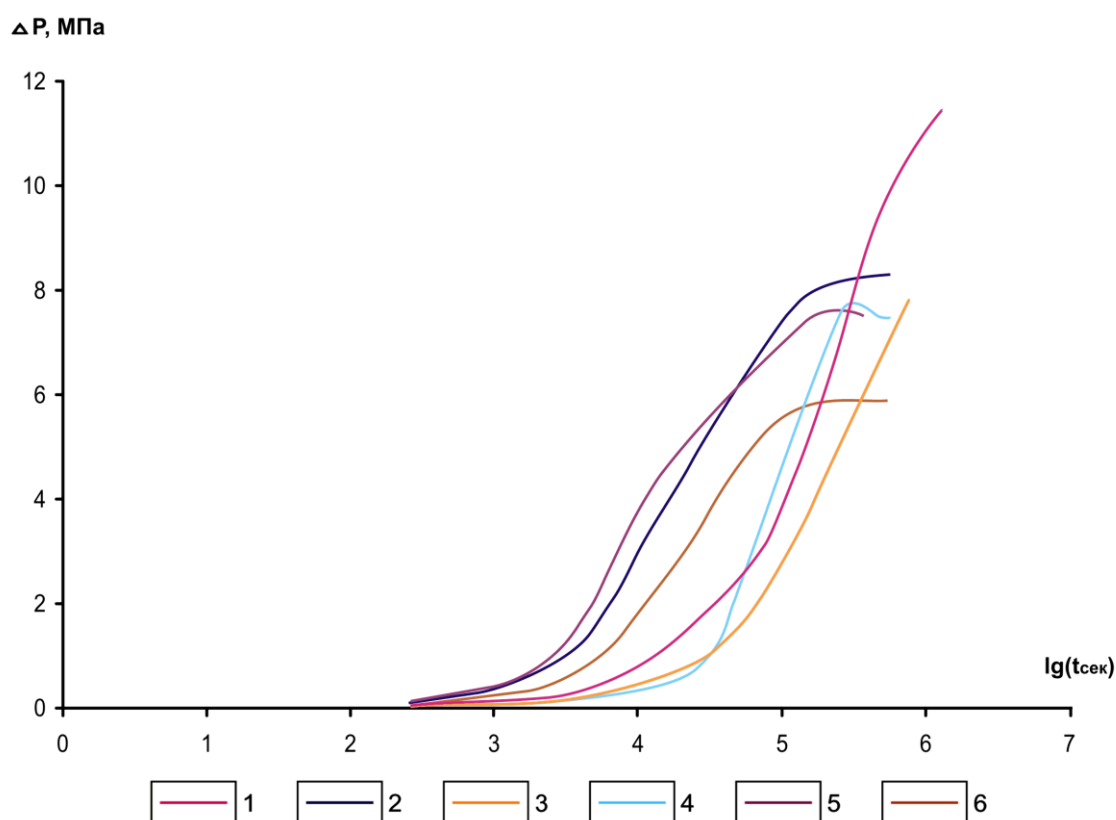
Номер скв.	Водопроницаемость, $k_{fh}$ , $m^2/сут$	Гидропроводность, $mкм^2 \cdot см / мПа \cdot с$	Проницаемость, $\times 10^3 mкм^2$
55	0,024	2,795	2,236
62	0,126	14,82	11,88
73	0,029	3,47	2,776
68	0,034	3,99	3,192
79	0,019	2,27	1,816
77	0,034	4,03	3,224
64	0,029	3,47	2,776
90	0,016	1,89	1,512
63	0,034	3,96	3,168

Для дифференцирования КВД применяется специальный алгоритм с переменной степенью сглаживания. Это позволяет регулировать степень сглаживания, чтобы получать не зашумленные и неискаженные кривые производной при различных временных интервалах и качестве замеров давления. Также можно оперативно исключить из расчетов отдельные недостоверные точки или участки кривых. Такие интерактивные манипуляции позволяют получить качественную кривую производной [Методическое руководство..., 1983; Хисамов, Сулейманов, Фархуллин, 2000; Камартдинов, Кулагина, 2009].

Производная вычисляется как по логарифму времени, так и по суперпозиции времен Хорнера, позволяя оценить возможности применения того или иного метода интерпретации. По горизонтальному участку на кривой производной определяют время начала режима линейного радиального потока. Именно этот участок нужно использовать при обработке КВД. Отсутствие такого участка (недовосстановленная КВД) свидетельствует о необходимости учета эффекта «послепритока» в ствол скважины после её закрытия (рис. 6).

В модели Полларда изменение давления в переходном периоде рассматривается как результат взаимодействия трех областей, которые развиты в пористо-трещиноватом пласте. Первую область образует система трещин вокруг скважины, вторую - трещинная система вдали от скважины, третью - матрица, питающая трещины. Сущность обработки КВД по методике Полларда заключается в анализе процесса восстановления давления в скважине

посредством построения и обработки основной и разностной кривых, характеризующих процесс фильтрации в системе - призабойная зона, трещины, поры. Основная КВД строится в координатах  $\lg \Delta P(t) - t$ , разностная кривая - в той же системе координат, при этом логарифмы ординат точек, соответствующих текущему моменту восстановления давления, определяются по разности ординат криволинейного участка основной кривой в данной точке и проекции этой точки на прямую, являющуюся продолжением прямолинейного участка основной кривой к оси ординат.



**Рис. 6. Результаты регистрации кривых восстановления давления в скважинах Журавской площади**

*1 – скв. 55; 2 – скв. 63; 3 – скв. 83; 4 – скв. 90; 5 – скв. 102; 6 – скв. 112.*

Модель Полларда сводит задачу к простому процессу расширения жидкости, однако в некоторых случаях дает приемлемые результаты и позволяет рассчитать ряд параметров трещиновато-пористого коллектора, в частности, объемы матрицы и трещин, пористости матрицы и трещин [Методическое руководство..., 1983; Хисамов, Сулейманов, Фархуллин, 2000]. Методика позволяет также качественно оценить такие параметры, как трещинную проницаемость, истинную проницаемость трещин, раскрытость трещин, размер блоков. Основные параметры определяются как: объем матрицы; объем трещин; пористость матрицы; пористость трещин. Дополнительные параметры определяются как: коэффициент

продуктивности; трещинная проницаемость где  $\mu_n$  – вязкость нефти,  $h$  – толщина пласта; истинная проницаемость трещин; скин-эффект. Пример расчета параметров пласта по методу Полларда и результаты обработки КВД для скважины представлены в табл. 8.

Результаты расчетов и исследований позволяют уточнить петрофизическую модель коллекторов нижнемайкопских отложений:

- эффективную нефтенасыщенную толщину для конкретной площади следует обосновывать по данным исследования профиля притока скважин, данным термометрии и АК; средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, определенная по данным исследования профиля притока равна 7,5 м;

- вторичная пористость пород – коллекторов колеблется в пределах 1,7–2,5%;

- насыщение свободной нефтью составляет в среднем 15,0% от открытой пористости;

- по геолого-геохимическим данным пласты-коллекторы представлены аргиллитоподобными глинами, породы-коллекторы сложены горизонтально-ориентированными тонкими, ровными, иногда линзовидными листочками, налегающими друг на друга и разбиты сетью горизонтальных (58,5%), наклонных (31,3%) и вертикальных (10,2%) трещин, в которых сосредоточены основные объемы нефти;

- коллектор отличается от неколлектора повышенными значениями общей пористости (до 16,27%) и пониженными значениями плотности (2,35–2,4 г/см<sup>3</sup>);

- остаточная водонасыщенность глин по массовым определениям изменяется в относительно узких пределах (70-85%);

- среднее значение проницаемости коллектора равно  $5,23 \cdot 10^3$  мкм<sup>2</sup>, гидропроводности -  $3,39 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{см}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}$ , водопроводности - 0,044 м<sup>2</sup>/сут, коллектор относится к трещинно-поровому типу.

Разуплотненные (трещиноватые) зоны, с которыми связаны промышленные притоки нефти, могут быть выделены при специальной обработке волнового поля сейсмических профилей. Чтобы выявить распространение зон разуплотнения, проведен динамический анализ волнового поля по восьми сейсмическим профилям в окне временных разрезов между отражением баталпашинского репера и хадумской свиты.

Преимущественно на всех проанализированных профилях выделяются малоамплитудные тектонические нарушения. Они фиксируются в отложениях хадума в виде сбросов. Выше прослеживается зона разуплотненных пород (повышенной трещиноватости) в форме столбчатой трещиноватости [Гасумов, 2016, 2018; Гасумов и др., 2017а, 2017б].

Таблица 8

**Результаты обработки кривых восстановления давления в скважинах (по методу Полларда) Журавско-Воробьевского месторождения**

Номер скв.	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Депрессия на пласт, МПа	Коэффициенты кривой			Объем дренирования, м <sup>3</sup>		Средняя раскрытость трещин в пласте, мкм	Средний межтрещинный интервал, см	Проницаемость, x10 <sup>3</sup> мкм <sup>2</sup>
			А <sub>p</sub>	С <sub>p</sub>	Д <sub>p</sub>	матрицы	трещин			
55	3,254	11,39	115,1	100	5,2	4383,3	1,9	439,39	12,23	5,77
62	29,21	6,68	62,1	35,5	30,5	126808,1	88,3	433,55	8,0	8,86
63	10,66	8,28	82,4	58,9	25,4	4304,4	9,3	163,02	0,93	3,88
83	4,84	12,31	76,5	70,8	1,8	7947,2	2,7	1037,73	37,31	24,9
102	14,47	7,66	75,7	41,7	35,6	8927,3	32,3	123,94	0,42	3,75
112	6,5	5,86	58,2	53,0	8,8	2244,1	10,9	144,22	0,36	6,83

В скважинах, давших притоки нефти, продуктивные интервалы приурочены к зонам трещиноватых аргиллитоподобных листоватых глин. Освоение скважин проводилось по стандартной методике путем снижения плотности раствора, заполняющего скважину, на воду с последующей аэризацией. Лишь единичные скважины осваивались без применения дополнительной интенсификации притока проведением нефтекислотных ванн и соляно-кислотной обработки продуктивного пласта. Остальные скважины требовали двух или трехкратной обработки. В ряде скважин, пробуренных на исследуемом участке, после многократной обработки пласта, притоков не получено. Вероятно, эти скважины находятся в зонах уплотненных глин, не имеющих зон трещиноватости. Возможно, из-за глубокого проникновения фильтрата бурового раствора в процессе бурения скважин в зоны с более высокой степенью трещиноватости, проводимых операций по интенсификации притока недостаточно и необходимо проводить более действенные, например, гидравлический разрыв пласта. Однако следует отметить, что при его проведении (песконоситель - вода с 0,2% дисольваном) в некоторых скважинах не только не получен необходимый результат, но и дебит, полученный до его проведения, значительно снизился. Вероятно, от воздействия воды глинистые породы продуктивного пласта разбухли, что привело к смыканию имеющихся трещин [Майдебор, 1980; House, Viturat, Fjaere, 2011; Гасумов, 2018; Гасумов и др., 2018].

Известно, что фильтрат бурового раствора при первичном вскрытии значительно снижает проницаемость продуктивных пластов. Особенно значительное снижение продуктивности скважин происходит при большом радиусе проникновения фильтрата бурового раствора.

Для условий первичного вскрытия продуктивных трещиноватых пластов величина зоны проникновения фильтрата оценена согласно методике, изложенной в опубликованной работе [Хисамов, Сулейманов, Фархуллин, 2000].

Расчет выполнен согласно уравнению:

$$f(r/r_0) = \frac{4kt\Delta P}{m\mu r_0^2}, \quad (3)$$

где  $f(x) = x^2(\ln x^2 - 1) + 1$ ;  $x = (r/r_0)$ ;  $r_0$  – радиус скважины, см;  $r$  – радиус проникновения фильтрата бурового раствора, см;  $k$  – проницаемость пласта по напластованию, мкм<sup>2</sup> (проницаемость трещинных пород-коллекторов баталпашинской и хадумской свит определена на основании обработки индикаторных диаграмм и кривых восстановления забойного давления, зарегистрированных при проведении гидродинамических исследований скважин, и принята равной 0,01 мкм<sup>2</sup>);  $t$  – общее время, прошедшее с момента вскрытия



данного интервала, сут, рассчитываемое по уравнению:

$$t = t_{\text{общ}} - \frac{h - h_0}{v}, \quad (4)$$

где  $t_{\text{общ}}$  – общее время разбуривания пласта, сут;  $V$  – механическая скорость бурения данного интервала, м/сут;  $\Delta P$  – репрессия на пласт, МПа, определяемая по уравнению:

$$\Delta P = \rho gh - P_0 - (P_1 - P_0) \frac{h - h_0}{h_1 - h_0}, \quad (5)$$

где  $\rho$  – плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;  $h$  – глубина текущего забоя, м;  $h_0$  – глубина кровли пласта, м;  $h_1$  – глубина подошвы пласта, м;  $P_0$  – пластовое давление в кровле пласта, МПа,  $P_1$  – пластовое давление в подошве пласта, МПа;  $m$  – пористость пласта, доли ед. (принята равной 0,17 на основании анализа результатов лабораторных определений керна);  $\mu$  – вязкость бурового раствора, мПа·с.

Приведенные расчеты показывают, что при первичном вскрытии нижнемайкопских отложений фильтрат бурового раствора проникает в пласт на расстояние около 7 м. Таким образом, если при первичном вскрытии нетрадиционных трещинных глинистых коллекторов тонкого и частого чередования в отложениях применять вскрытие их на депрессии или равновесии, то можно получить объективную картину о положении в разрезе нефтенасыщенных и водонасыщенных пропластков.

Внедрение воды в условиях проявления упруго-водонапорного режима происходило по вертикальным трещинам. Этот период разработки характеризуется низкими темпами падения пластового давления - около 0,1 МПа в год и подъемом ВНК по всей площади с последовательным обводнением скважин с более низкими отметками интервалов перфорации. Наблюдалось изменение характера поступления воды с продукцией из скважин в виде свободной воды при ее содержании до 10-15%, затем в виде стойкой водонефтяной эмульсии с содержанием в ней воды (28-65%) в качестве фазы в нефтяной среде. Объемы поступления пластовой воды с нефтью на поверхность невелики из-за низких общих объемов притока жидкости из скважин. Темп продвижения воды определяется отбором нефти. Установлена логарифмическая зависимость подъема ВНК от отборов нефти, коэффициент корреляции составил 0,9862, выявленная зависимость позволяет прогнозировать подъем ВНК. Основным источником поступления вод при разработке нефтяного месторождения являются пластовые подошвенные и законтурные воды. Имеется основание предполагать, что в скважинах, находящихся внутри контура нефтеносности, источник - вышележащий водоносный термальный пласт. При эксплуатации скважин следует обратить особое внимание на возможность обводнения скважин за счет поступления из верхних водоносных

пластов [Гаттенбеггер, 1971; Майдебор, 1980; Joshi, 1991].

Для нефтяных месторождений, основными критериями формирования залежей нефти является классическое положение о том, что накопление органического вещества, превращение его в микроневфть и дальнейшая латеральная и вертикальная миграция УВ происходит медленно, но в условиях движущейся водной среды. Для освещения гидродинамической картины использованы пластовые давления по месторождениям и площадям, где из хадумской и баталпашинской свит получены притоки нефти. Дополнительно привлечены также данные по определению коэффициентов аномальности поровых давлений, подсчитанных на основании геофизических исследований скважин.

Пластовые воды относятся к зоне весьма затрудненного водообмена, характеризующейся аномально-высокими пластовыми давлениями. Движение седиментационных вод происходит по направлению с востока на запад. Анализ фактического материала по испытанию скважин, данные по разработке площади показали, что залежи обводняются сначала в условиях упругого, а затем упруговодонапорного режимов.

Таким образом, установлено, что нефтяное месторождение приурочено к гидродинамической ловушке, то есть соответствует классической модели. Анализ результатов испытания многочисленных скважин показывает, что структурно-литологическая водоплавающая нефтяная залежь в северной части контролируется замещением трещиноватых коллекторов глинистыми аргиллитами, в юго-западной и восточной части площади - ВНК, проведенным по результатам испытания скважин. Можно предполагать, что режим разработки залежи при отборе нефти на начальном этапе будет обеспечиваться за счет упругоэластичности гидродинамической системы и далее за счет внедрения законтурных и подошвенных пластовых вод [Гаттенбеггер, 1971; Joshi, 1991].

Определение зон активного внедрения пластовых вод основывается на анализе процесса пробной эксплуатации, в результате которого установлены следующие основные положения:

- одинаковые пластовые давления свидетельствуют о принадлежности площадей к единому месторождению;
- падение пластового давления в гидродинамической системе месторождения зависит от объемов отбора нефти и поступления пластовой воды из законтурной области.

Гидродинамическая система характеризуется наличием подошвенных и законтурных пластовых вод. Пластовые воды месторождения имеют седиментационный генезис, характеризуются замедленным режимом водообмена, поток пластовых вод из погруженных зон в месторождение является небольшим. Движение пластовых вод в нефтенасыщенную

часть происходит в результате снижения пластового давления в процессе отбора нефти из месторождения.

Прямым качественным признаком коллектора служат проникновение фильтрата бурового раствора в пласт, способного реагировать на наличие глинистой или шламовой корки на стенке скважины, и приток пластовой жидкости или газа, полученный из пласта при испытании. В то же время, отсутствие притока при благоприятной геофизической характеристике не является достаточным основанием для отнесения пласта к неколлекторам. В таких случаях требуются дополнительные или повторные исследования.

Исследования показывают, что результатом проведенных динамических характеристик волнового поля на сейсмопрофилях, расположенных в разных частях, можно выделить участки, перспективные для дополнительной разведки нефтеносности. Выполненный анализ петрофизической модели ФЕС трещиноватых глинистых коллекторов позволяет с учетом фактических данных более обоснованно пересчитать запасы нефти месторождения.

При разбуривании следует исключить неблагоприятные в нефтеносном отношении площади, которые выделены в совокупности по участкам сейсмопрофилей с отрицательной динамической характеристикой волнового поля и материалам бурения и опробования.

### Литература

*Гасумов Р.А.* Обработка продуктивного пласта с низкой приемистостью при освоении малых месторождений (на примере газоконденсатного месторождения Северного Кавказа) // Нефтепромысловое дело. - 2018. - № 1. - С. 5-11.

*Гасумов Р.А.* Особенности разработки малых месторождений (на примере газоконденсатных месторождений Северного Кавказа) // Записки Горного института. - 2016. - Т. 220. - С. 556-563.

*Гасумов Р.А.* Риски при бурении поисково-разведочных скважин в осложненных горно-геологических условиях // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2014. - № 9. - С. 26-30.

*Гасумов Р.А., Бекетов С.Б., Керимов А.Г., Федоренко В.В., Галай Б.Ф.* Влияние геологических факторов на качество крепления глубоких скважин (на примере Восточно-Прибрежной площади) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2018. - №1. - С. 12-15.

*Гасумов Р.А., Копченков В.Г., Лукьянов В.Т., Федорова Н.Г., Овчаров С.Н.* Особенности строительства глубоких скважин в осложненных горно-геологических условиях Предкавказья // Наука. Инновации. Технологии. – 2017а. - № 3. – С. 109-118.

*Гасумов Р.А., Нелепов С.В., Нелепов М.В., Копченков В.Г., Бекетов С.Б.,*

*Петренко В.И., Федоренко В.В., Дудаев С.А.* Влияние геомеханических свойств пласта на успешность геолого-технических мероприятий разработки месторождений Восточного Предкавказья // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017б. - № 11. - С. 59-65.

*Гаттенбеггер Ю.П.* Гидрогеология и гидродинамика подземных вод. - М.: Недра, 1971. - 184 с.

*Камартдинов М.Р., Кулагина Т.Е.* Гидродинамические исследования скважин: Анализ и интерпретация данных. - Томск: ЦППС НД ТПУ, 2009. - 153с.

*Майдебор В.Н.* Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. - М.: Недра, 1980. - 223 с.

Методическое руководство по гидродинамическим исследованиям сложноэкранированных залежей. - М.: Недра, 1983. – 32 с.

*Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И., Фархуллин Р.Г.* Гидродинамические исследования и методы обработки результатов измерений. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 226 с.

*Earlougher R.C.Jr.* Advances in Well Test Analysis. – SPE Monograph. - 2003. - 276 p.

*House O., Viturat D., Fjaere O.S.* Dynamic Analysis. The theory and practice of Pressure Transient, Production Analysis, Well Performance Analysis, Production logging and the use of Permanent Downhole Gauge data // Sophia Antipolis, France: KAPPA. - 2011. - 257 p.

*Joshi S.D.* Horizontal Well Technology. – Pen Well Book. Tulsa, Oklahoma. - 1991. - 535 p.

**Gasumov R.A.**

North-Caucasian Research Institute of Natural Gases, Stavropol, Russia, Priemna-ya@scnipigaz.ru

## **SUBSTANTIATION OF LOWER MAIKOP PETROLEUM SATURATED CLAYSTONE SECTIONS AND THEIR PERMEABILITY (FOR EXAMPLE - SOME NORTH CAUCASUS FIELDS)**

*The issue of allocation and evaluation of filter-capacitive parameters of claystone reservoirs, justification of their permeability and petroleum saturated section was considered. The results of studies containing information on various properties of Lower Maikop claystones like: porosity, bulk weight, calcareousness, hydrophobicity coefficient characterizing the physical and chemical properties of the surface, the specific electrical resistance, and the time interval of elastic longitudinal waves propagation are presented. In accordance with the features of the structure of the petroleum reservoir, taking into account the results of the drilled wells and according to their location, three categories of plots for carrying out prospecting work are identified.*

*The approaches are described according to the data of hydrodynamic studies, the possibility of determining the numerical values of the parameters characterizing the hydrodynamic properties of wells and seams, and also the features of their structure (the presence of inhomogeneities and impermeable boundaries) are determined.*

*To quantify the parameters of the reservoir, the results of hydrodynamic well studies were selected and indicator charts were studied and interpreted. The pressure recovery curves recorded on the wells have a typical appearance characteristic of the fracture-pore type reservoir.*

**Keywords:** *reservoir rock, Lower Maikop claystone, fracturing, petroleum reservoir properties, pressure recovery curves, petroleum saturated section, North Caucasus.*

### **References**

Earlougher R.C.Jr. *Advances in Well Test Analysis*. SPE Monograph, 2003, 276 p.

Gasumov R.A. *Obrabotka produktivnogo plasta s nizkoy priemnost'yu pri osvoenii malykh mestorozhdeniy (na primere gazokondensatnogo mestorozhdeniya Severnogo Kavkaza)* [Processing of a productive formation with a low injectivity in the development of small fields (for example, a gas condensate field of the Northern Caucasus)]. *Neftepromyslovoe delo*, 2018, no. 1, p. 5-11.

Gasumov R.A. *Osobennosti razrabotki malykh mestorozhdeniy (na primere gazokondensatnykh mestorozhdeniy Severnogo Kavkaza)* [Features of small fields development (for example, gas-condensate fields of the Northern Caucasus)]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2016, vol. 220, p. 556-563.

Gasumov R.A. *Riski pri burenii poiskovo-razvedochnykh skvazhin v oslozhnennykh gorno-geologicheskikh usloviyakh* [Prospecting and exploration risks during drilling in complicated mining and geological conditions]. *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom*, 2014, no. 9, p. 26-30.

Gasumov R.A., Beketov S.B., Kerimov A.G., Fedorenko V.V., Galay B.F. *Vliyanie geologicheskikh faktorov na kachestvo krepleniya glubokikh skvazhin (na primere Vostochno-Pribrezhnoy ploshchadi)* [The influence of geological factors on the quality of fastening deep wells (on the example of the Eastern Coastal field)]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2018, no. 1, p. 12-15.

Gasumov R.A., Kopchenkov V.G., Luk'yanov V.T., Fedorova N.G., Ovcharov S.N. *Osobennosti stroitel'stva glubokikh skvazhin v oslozhnennykh gorno-geologicheskikh usloviyakh Predkavkaz'ya* [Features of the building of deep wells in the complicated mining and geological conditions of For-Caucasus]. *Nauka. Innovatsii. Tekhnologii*, 2017a, no. 3, p. 109-118.

Gasumov R.A., Nelepov S.V., Nelepov M.V., Kopchenkov V.G., Beketov S.B., Petrenko V.I., Fedorenko V.V., Dudaev S.A. *Vliyanie geomekhanicheskikh svoystv plasta na uspehnost' geologo-tekhnicheskikh meropriyatiy razrabotki mestorozhdeniy Vostochnogo Predkavkaz'ya* [The influence of the geomechanical properties of the petroleum reservoir on the success of geological

and technical appraisal for the development of the Eastern For-Caucasus]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2017b, no. 11, p. 59-65.

Gattenbeger Yu.P. *Gidrogeologiya i gidrodinamika podzemnykh vod* [Hydrogeology and hydrodynamics of groundwater]. Moscow: Nedra, 1971, 184 p.

House O., Viturat D., Fjaere O.S. *Dynamic Analysis. The theory and practice of Pressure Transient, Production Analysis, Well Performance Analysis, Production logging and the use of Permanent Downhole Gauge data*. Sophia Antipolis, France: KAPPA, 2011, 257 p.

Joshi S.D. *Horizontal Well Technology*. Pen Well Book. Tulsa, Oklahoma, 1991, 535 p.

Kamartdinov M.R., Kulagina T.E. *Gidrodinamicheskie issledovaniya skvazhin: Analiz i interpretatsiya dannykh* [Hydrodynamic studies of wells: Analysis and interpretation of data]. Tomsk: TsPPS ND TPU, 2009, 153 p.

Khisamov R.S., Suleymanov E.I., Farkhullin R.G. *Gidrodinamicheskie issledovaniya i metody obrabotki rezul'tatov izmereniy* [Hydrodynamic studies and methods for processing measurement results]. Moscow: OAO «VNIIOENG», 2000, 226 p.

Maydebor V.N. *Osobennosti razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy s treshchinovatyimi kollektorami* [Features of the development of oil fields, which contain fractured reservoirs]. Moscow: Nedra, 1980, 223 p.

*Metodicheskoe rukovodstvo po gidrodinamicheskim issledovaniyam slozhnoekranirovannykh zalezhey* [Methodical guidelines for hydrodynamic studies of petroleum accumulations with composite cap rocks]. Moscow: Nedra, 1983, 32 p.

© Гасумов Р.А., 2018