

DOI 10.25689/NP.2019.2.55-71

УДК 622.276.57

**ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ С
ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЮ МЕЛКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ЗАПАДНОГО СКЛОНА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА НА
ОСНОВЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ, ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

Ханнанов М.Т.

НГДУ «Ямашнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д.Шашина

**DIFFERENTIATION OF PLASTIC-COLLECTORS WITH HIGH-
VOLUME OIL OF SMALL DEPOSITS OF THE WESTERN SLOPE OF
THE SOUTH TATAR ARCHMAN ON THE BASIS OF PETRO-
PHYSICAL, GEOPHYSICAL AND HYDRODYNAMIC DIVODES**

Hannanov M.T.

NGDU YAMASHNEFT–PJSC TATNEFT

E-mail: khannanov@tatneft.ru

Аннотация. Доля трудноизвлекаемых запасов нефти по оценкам Минэнерго РФ в настоящее время превышает 67 %, при этом 13 % относят к высоковязкой нефти. Абсолютная величина таких запасов по различным оценкам вырастет до 5-7 млрд.тонн, что обуславливает актуальность задач, направленных на повышение эффективности разработки месторождений с высоковязкой нефтью на перспективу более 50 лет. Для освоения таких запасов требуется дифференциация использования известных и разработка новых способов разработки, основанная на структуризации петрофизических и фильтрационных свойств продуктивных пластов и физико-химических свойств насыщающих их флюидов.

Выполненный анализ распределения пористости, проницаемости турнейского и башкирского ярусов, верейского, каширского, тульского горизонтов, а также вязкости насыщающих их нефти и, связанные с этим такие параметры продуктивных пластов как подвижность, гидропроводность и, наконец, коэффициента вытеснения, позволил выявить три группы продуктивных пластов с различными значениями чувствительности изменения коэффициента вытеснения от коэффициента подвижности, которые необходимо учитывать при планировании и обосновании

геолого-технологических мероприятий, формировании или модификации системы разработки. Это особенно важно для мелких месторождений высоковязкой нефти, которые характерны для Западного склона Южно-Татарского свода (ЗС ЮТС).

Ключевые слова: вязкая нефть; вытеснение нефти; коэффициент корреляции; подвижность нефти; проницаемость

Abstract. The share of hard-to-recover oil reserves according to the estimates of the Ministry of Energy of the Russian Federation currently exceeds 67%, while 13% are classified as high-viscosity oil. The absolute value of such reserves according to various estimates will increase to 5-7 billion tons, which determines the relevance of the tasks aimed at improving the efficiency of the development of fields with highly viscous oil for the future for more than 50 years. For the development of such reserves, it is necessary to differentiate the use of known and new development methods based on the structuring of the petrophysical and filtration properties of productive strata and the physicochemical properties of fluids saturating them.

The analysis of the distribution of porosity, permeability of the Tournaisian and Bashkir longlines, Verey, Kashira, Tula horizons, as well as the viscosity of the oil saturating them and, related to this, such parameters of the productive layers as mobility, hydraulic conductivity and finally displacement factor, revealed three groups of productive layers with different values of the sensitivity of the change in the coefficient of displacement from the coefficient of mobility, which must be taken into account when planning and justifying geological technology activities formation or development of a system modification. This is especially important for small fields of high-viscosity oil, which are characteristic of the Western slope of the South Tatar arch (LC YTS).

Key words: viscous oil; oil displacement; correlation coefficient; oil mobility; permeability

Доля трудноизвлекаемых запасов нефти по оценкам Минэнерго РФ в настоящее время превышает 67 %, при этом 13 % относят к высоковязкой нефти. Абсолютная величина таких запасов по различным оценкам вырастет до 5-7 млрд. тонн, что обуславливает актуальность задач, направленных на повышение эффективности разработки месторождений с высоковязкой нефтью на перспективу более 50 лет.

Проблеме эффективной разработки месторождений высоковязкой нефти Республики Татарстан посвящены работы Андреева В.Е., Бакирова И.М., Бурова Б.В., Войтовича Е.Д., Гатиатуллина Н.С., Герасимова В.Г., Ибатуллина Р.Р., Иванова Д.В., Исмагилова О.З.,

Ишкинеева Д.А., Котенева Ю.А., Максимова С.П., Муслимова Р.Х., Успенской Н.Ю., Халикова Г.Ф., Хисамова Р.С., Хузина Р.Р. и многих других исследователей [1-7]. К настоящему времени предложена систематизация мелких сложнопостроенных нефтяных месторождений Мелекесской впадины и Западного склона Южно-Татарского Свода (ЗС ЮТС) по параметрам пористости, проницаемости, указывается, что сложность их строения, различие геолого-геофизических параметров продуктивных пластов, неоднородности и расчлененности последних, широкий диапазон изменения вязкости и плотности нефтей и т.д. являются основными факторами, влияющими на все этапы разработки малоэффективных месторождений. Разработан и внедрен комплекс технических и технологических решений для интенсификации добычи нефти. Предложены и исследованы эффекты волнового, дилатационного и дилатационно-волнового воздействия на нефтяные пласты месторождений Татарстана [5]. Обоснован оптимальный комплекс технологий интенсификации добычи нефти для условий разработки низкопродуктивных коллекторов Курмышского месторождения [6]. Исследованы и предложены рациональные системы размещения скважин для различных геологических условий и стадий разработки месторождений Татарстана [7]. Однако достигнутые результаты не позволяют в полной мере обеспечить эффективную разработку мелких месторождений ЗС ЮТС с высоковязкой нефтью, современные стадии разработки которых характеризуются сформированными системами, не учитывающие в полной мере латеральной анизотропии, приводящей к формированию зон остаточных запасов, не охваченных вытеснением. Для выработки таких запасов требуется развитие методов их локализации, оптимизация размещения уплотняющего фонда скважин в условиях экономических ограничений, связанных с низкими дебитами высоковязкой нефти, дифференциация использования известных и разработка новых способов разработки, основанных на изучении распределения петрофизических,

фильтрационных свойств продуктивных пластов и физико-химических свойств насыщающих флюидов (ФХС).

Для дифференциации разработанных и промышленно апробированных элементов и систем разработки необходимо структурировать свойства пластов и флюидов мелких месторождений ЗС ЮТС. К настоящему времени предложено множество подходов по классификации пластов-коллекторов: по типу коллекторов; по продуктивности; по проницаемости; по вязкости; по насыщенности и др. [8]. В частности, в работе [9] Данилова Т.Е. и Юдинцев Е.А. выделяют 7 классов по проницаемости продуктивного пласта D_1 от объемной нефтенасыщенности (на примере Бавлинского месторождения), которые объединены в 4 группы по продуктивности:

- высокопродуктивные с проницаемостью более $0,3 \text{ мкм}^2$ (объединены с I по III классы пластов по проницаемости со значениями от $0,924 \text{ мкм}^2$ до $0,513 \text{ мкм}^2$ по объемной нефтенасыщенности соответственно);
- среднепродуктивные с проницаемостью $0,1 - 0,3 \text{ мкм}^2$ (IV класс по проницаемости со значением $0,258 \text{ мкм}^2$ по объемной нефтенасыщенности);
- низкопродуктивные с проницаемостью $0,05-0,1 \text{ мкм}^2$ (V класс по проницаемости со значением $0,085 \text{ мкм}^2$ по объемной нефтенасыщенности);
- практически непродуктивные с проницаемостью менее $0,05 \text{ мкм}^2$ (VI, VII классы по проницаемости со значениями $0,046 \text{ мкм}^2$, $0,021 \text{ мкм}^2$ по объемной нефтенасыщенности соответственно).

Такое деление на группы и классы позволяет хорошо классифицировать месторождения для обоснования технико-экономических показателей разработки, однако не отражает особенности фильтрации высоковязкой нефти, учитывая то, что даже для высокой проницаемости I-III классов [9] и насыщении нефтью с вязкостью в пластовых условиях более $20 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ месторождение может относиться к

средне-, низкопродуктивным или даже к практически непродуктивной группе.

Месторождения ЗС ЮТС относятся к мелким с высоковязкой нефтью, насыщающей пласты турнейского и башкирского ярусов, верейского, каширского и тульского горизонтов. Средние значения пористости пород-коллекторов, проницаемости, вязкости нефти для каждого из продуктивных пластов и по месторождениям приведены в таблице. Турнейский и башкирский ярусы, а также верейский и каширский горизонты сложены преимущественно карбонатами и доломитами, характеризуются трещинно-поровыми, порово-трещинными типами коллектора. Тульский горизонт в основном сложен песчаниками и алевролитами. Пласты-коллекторы насыщены тяжелой нефтью с плотностью в пластовых условиях $890 - 937 \text{ кг/м}^3$, при этом значения плотности для одного и того же яруса (горизонта) для различных месторождений меняется в широких пределах с дисперсией значений, достигающих 117 кг/м^3 . Зависимость пористости от проницаемости (Рис. 1) демонстрирует широкий диапазон изменения пористости (минимум 11,4%, максимум 24%, дисперсия 13,0%) и проницаемости (минимум $0,001 \text{ мкм}^2$, максимум $2,436 \text{ мкм}^2$, дисперсия $0,159 \text{ мкм}^2$) для различных месторождений ЗС ЮТС. При этом для терригенных коллекторов тульского горизонта диапазон изменения проницаемости между пластами-коллекторами рассматриваемых месторождений составляет $2,247 \text{ мкм}^2$ при изменении пористости всего 4,4 %. А для карбонатных коллекторов изменению проницаемости величиной $0,827 \text{ мкм}^2$ соответствует изменение пористости на 7,3 %, причем проницаемость карбонатных коллекторов в основном сосредоточена в интервале $0,001 - 0,3 \text{ мкм}^2$. Детализация указанного диапазона (Рис. 1) показывает, что, согласно классификации Даниловой Т.Е. [9], карбонатные коллектора месторождений ЗС ЮТС равномерно представлены всеми выделенными классами по проницаемости и группами по продуктивности.

Таблица

Характеристика продуктивных коллекторов мелких месторождений ЗС ЮТС с высоковязкой нефтью

Горизонт/ярус	Месторождение	Тип коллектора	Пористость, %	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	Проницаемость, мкм ²	Подвижность, 10 ⁻³ мкм ² /мПа·с	Коэффициент вытеснения
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Турнейский ярус	Красногорское	трещ-поров.	14	898	42,54	0,024	0,564	0,4065
	Беркет-Ключевское	трещ-поров.	12	892	30,4	0,028	0,921	0,4065
	Сиреневское	порово-трещ.	13	908	34,5	0,011	0,319	0,4063
	Шегурчинское	порово-трещ.	12,2	900	23	0,02	0,870	0,4064
	Ямашинское	порово-трещ.	12,6	905	20,9	0,37	17,703	0,4071
	Архангельское	порово-трещ.	13	898	28,41	0,087	3,062	0,4068
	Тюгеевское	трещ-поров.	13	906	34,9	0,05	1,433	0,4067
	Ерсубайкинское	порово-трещ.	12,4	892	26,9	0,029	1,078	0,4065
	Березовское	трещ-поров.	11,7	900	34,04	0,01	0,294	0,4063
	Екатериновское	порово-трещ.	11,7	916	83,2	0,029	0,349	0,4065
Башкирский ярус	Красногорское	трещ-поров.	15	915	90,3	0,118	1,307	0,5063
	Беркет-Ключевское	поровый	16	915	90,3	0,088	0,975	0,4582
	Сиреневское	порово-трещ.	14	937	42,8	0,315	7,360	0,6564
Башкирский ярус	Шегурчинское	порово-трещ.	14,4	903	42,8	0,111	2,593	0,4964
	Ямашинское	порово-трещ.	15	914	42,8	0,195	4,556	0,5851
	Архангельское	порово-трещ.	13	937	435,06	0,828	1,903	0,4895
	Тюгеевское	поровый	15	916	95,93	0,168	1,751	0,5621
	Ерсубайкинское	трещинный	12,8	926	42,3	0,062	1,468	0,3991
	Березовское	порово-трещ.	12,9	908	56,2	0,09	1,601	0,4620

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Екатериновское	порово-трещ.	15	911	85,9	0,195	2,270	0,5851
Верейский горизонт	Красногорское	поровый	17	905	49,45	0,090	1,820	0,4620
	Беркет-Ключевское		15,5	912	77,72	0,403	5,185	0,5573
	Сиреневское	поров.-трещин	14	900	70,5	0,026	0,369	0,4065
	Шегурчинское	поровый	16,4	905	33,27	0,071	2,134	0,6096
	Ямашинское	поровый	15,7	910	24,8	0,013	0,524	0,5451
	Архангельское	поровый	15	910	44,78	0,176	3,948	0,5087
	Березовское	поровый	13,8	900	41,1	0,228	5,547	0,5851
Верейский горизонт	Тюгеевское	поровый, порово-трещиноватый	13	909	50,66	0,117	2,326	0,4239
	Ерсубайкинское	трещинно-поровый	14	926	39,08	0,141	3,619	0,4624
	Екатериновское	карб.,терриген	14,8	911	85,9	0,097	1,135	0,5851
Каширский горизонт	Беркет-Ключевское	порово-трещ.	16	912	82,6	0,127	1,538	0,4610
	Сиреневское	поровый	18	898	70,5	0,001	0,014	0,0134
	Шегурчинское	порово-трещ.	16,3	903	121,5	0,152	1,251	0,4924
	Ямашинское	порово-трещ.	18,7	910	24,8	0,127	5,121	0,4610
	Архангельское	порово-трещ.	18	921	81,6	0,163	2,009	0,5054
	Тюгеевское	порово-трещ.	16,45	924	60,34	0,212	4,356	0,545
	Ерсубайкинское	порово-трещ.	16,45	926	39,08	0,262	6,704	0,5838
	Березовское	поровый	14,9	900	41,1	0,262	6,375	0,5838
Тульский горизонт	Красногорское	поровый	23	895	21,1	0,856	40,569	0,6001
Тульский горизонт	Беркет-Ключевское	поровый	23,5	892	30,4	0,856	28,158	0,6001
	Сиреневское	поровый	24	899	36,3	0,469	12,920	0,5294
	Шегурчинское	поровый	22	899	24,64	0,448	18,202	0,5240
	Ямашинское	поровый	22	905	19,97	0,495	24,787	0,5359
	Архангельское	поровый	24	898	29,54	2,436	82,464	0,7150
	Тюгеевское	поровый	20	908	50,25	1,239	24,657	0,6419
	Ерсубайкинское	поровый	21	890	20,9	0,189	9,043	0,4157
	Березовское	поровый	19,6	898	35,17	0,338	9,610	0,4894
	Екатериновское	поровый	22	894	29,3	0,495	16,894	0,5359

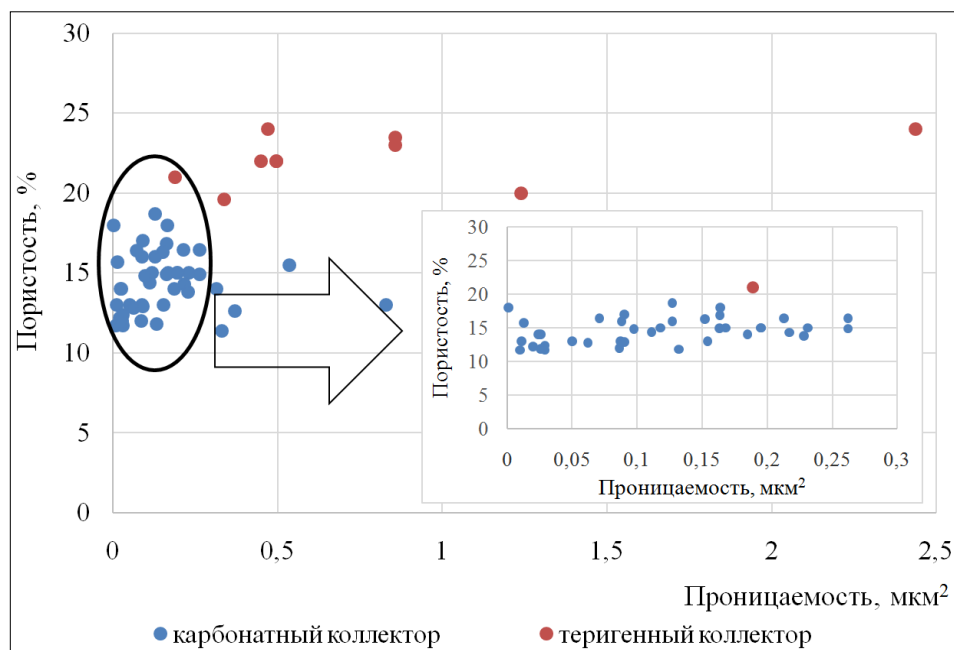


Рис. 1. Зависимость пористости от проницаемости пластов-коллекторов с высоковязкой нефтью мелких месторождений ЗС ЮТС

Гистограммы распределения пористости и проницаемости между месторождениями ЗС ЮТС (Рис. 2) визуализирует диапазоны изменения параметров одного и того же пласта-коллектора между месторождениями.

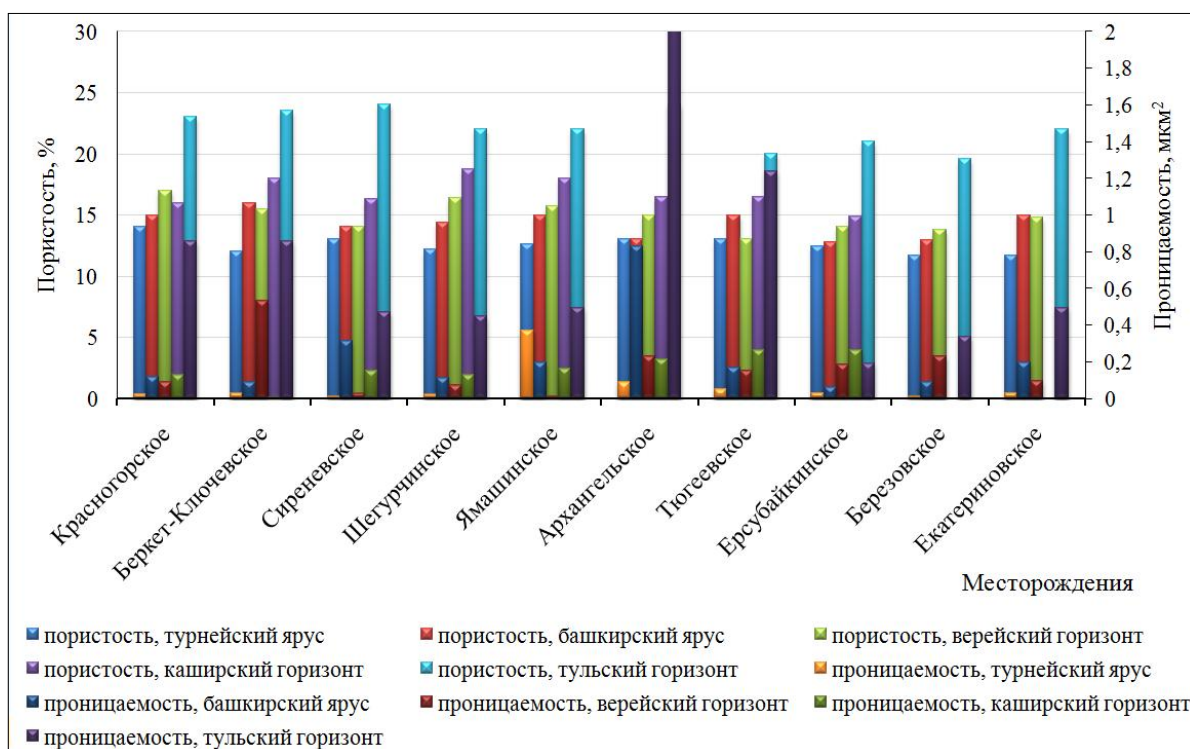


Рис. 2. Распределение пористости и проницаемости пластов-коллекторов месторождений ЗС ЮТС с высоковязкой нефтью

На рис. 3 приведены гистограммы распределения пористости и вязкости, на рис. 4 гистограммы распределения пористости и подвижности для одних и тех же пластов-коллекторов между месторождениями ЗС ЮТС. Из рисунков видна высокая степень изменчивости свойств для одних и тех же пластов-коллекторов между месторождениями и, как следствие, высокая неоднородность коэффициента вытеснения (Рис. 5). Так, в частности, башкирский ярус на Беркет-Ключевском месторождении характеризуется максимальной для пласта пористостью 16 % (среднее для пласта 14,31%), вязкостью 90,3 мПа*с (среднее для пласта 102,4 мПа*с), проницаемостью 0,088 мкм² (среднее для пласта 0,217 мкм²), т.е. вязкость и проницаемость ниже средних значений на 11,8 % и 59,4 % соответственно в целом по пласту, а пористость выше среднего значения на 11 %. При этом подвижность равна 0,975 мкм²/мПа*с (ниже среднего значения на 62,19 %), а коэффициент вытеснения – 0,4582 (ниже среднего значения на 11,92 %).

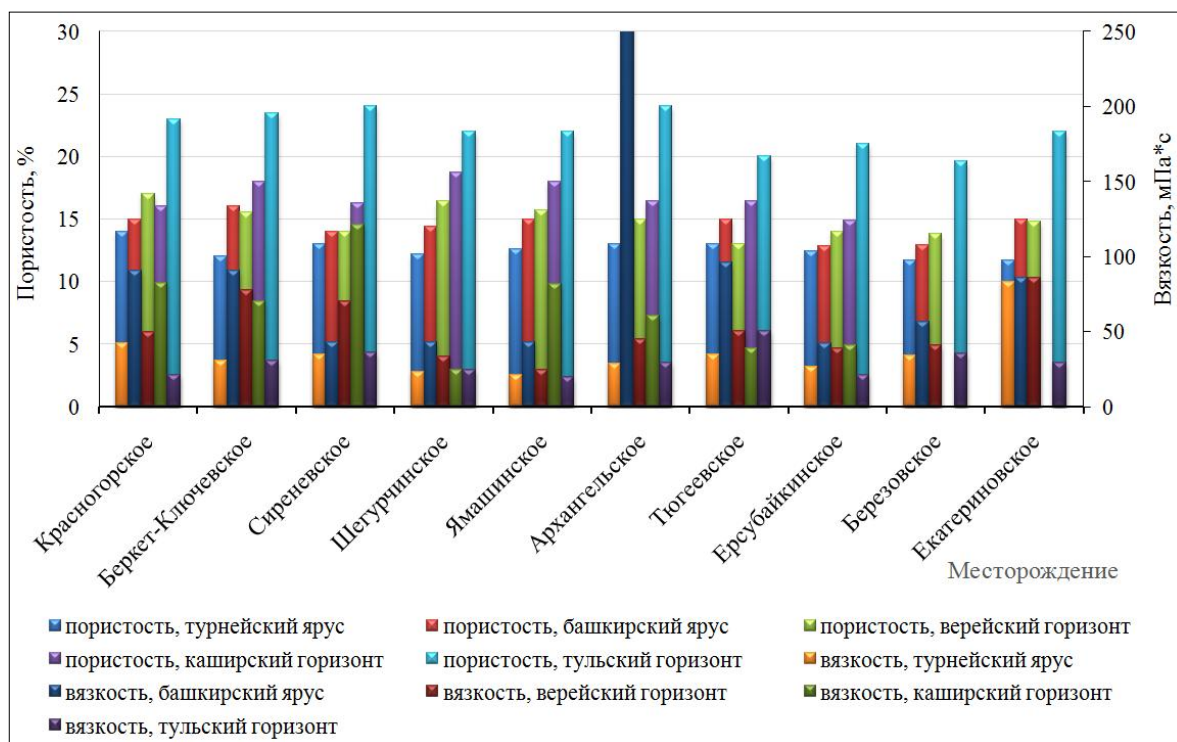


Рис. 3. Распределение пористости и вязкости пластов-коллекторов месторождений ЗС ЮТС с высоковязкой нефтью

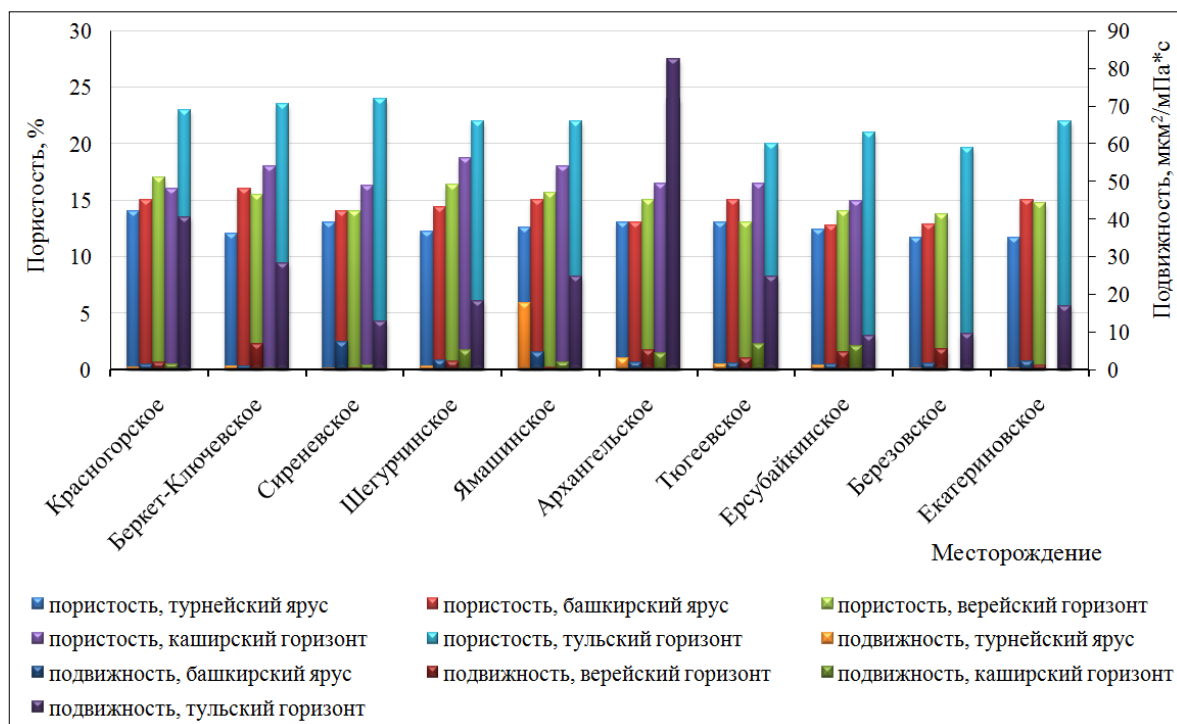


Рис. 4. Распределение пористости и подвижности пластов-коллекторов месторождений ЗС ЮТС с высоковязкой нефтью

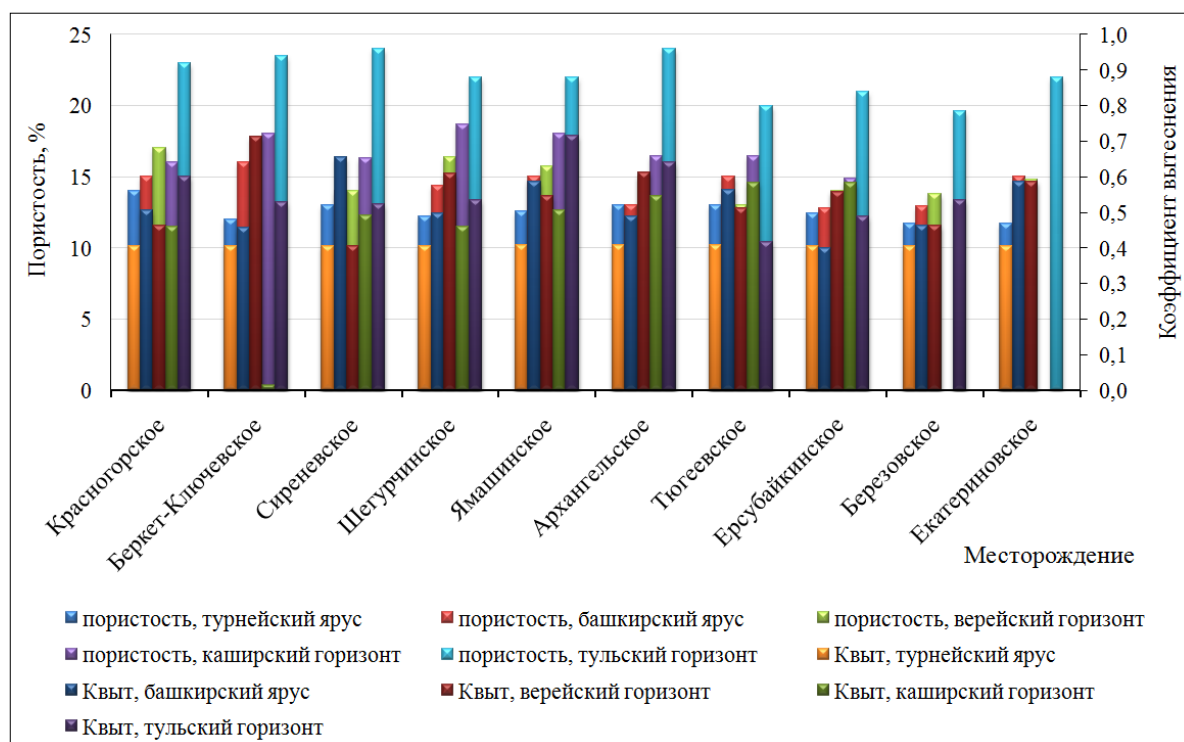


Рис. 5. Распределение пористости и коэффициента вытеснения пластов-коллекторов месторождений ЗС ЮТС с высоковязкой нефтью

На Архангельском месторождении максимальная для башкирского яруса средняя вязкость, равная 435 мПа*с (выше среднего значения на 324,7 %), при пористости 13 % (ниже среднего значения на 20,9 %) и максимальной проницаемости для пласта, равной 0,828 мкм² (выше среднего значения на 281 %). При этом подвижность равна 1,903 мкм²/мПа*с (ниже среднего значения на 26 %), а коэффициент вытеснения – 0,4895 (ниже среднего значения на 5,96 %). Таким образом, при существенных различиях петрофизических свойств пласта (пористость различается на 23 %), физико-химических свойств насыщающей нефти (вязкость различается более чем на 381 %) и фильтрационных параметров (проницаемости отличаются более чем на 840 %), коэффициенты вытеснения пласта по месторождениям различаются не более 6 %, а подвижности не более 36 %.

Из приведенного анализа следует, что самостоятельная классификация по каждому из параметров (по пористости, проницаемости, вязкости и т.п.) не позволяет дифференцировать продуктивные пласты и технологии разработки и методы увеличения нефтеотдачи (МУН) адресно для каждого пласта-коллектора или тиражировать технологии между месторождениями для одного и того же яруса (горизонта).

Для мелких месторождений ЗС ЮТС с высоковязкой нефтью целесообразно рассмотреть зависимости коэффициента вытеснения от проницаемости (Рис. 6) и подвижности (Рис. 7). Анализ зависимостей позволяет группировать ярусы (горизонты) по характеру изменения коэффициента вытеснения как в функции проницаемости (Рис. 6), так и в функции интегрального показателя – подвижности. Параметр подвижности удобно рассматривать еще и по той причине, что от него легко перейти к показателю удельного коэффициента продуктивности на 1 метр нефтенасыщенной мощности пласта и 1 МПа депрессии на пласт.

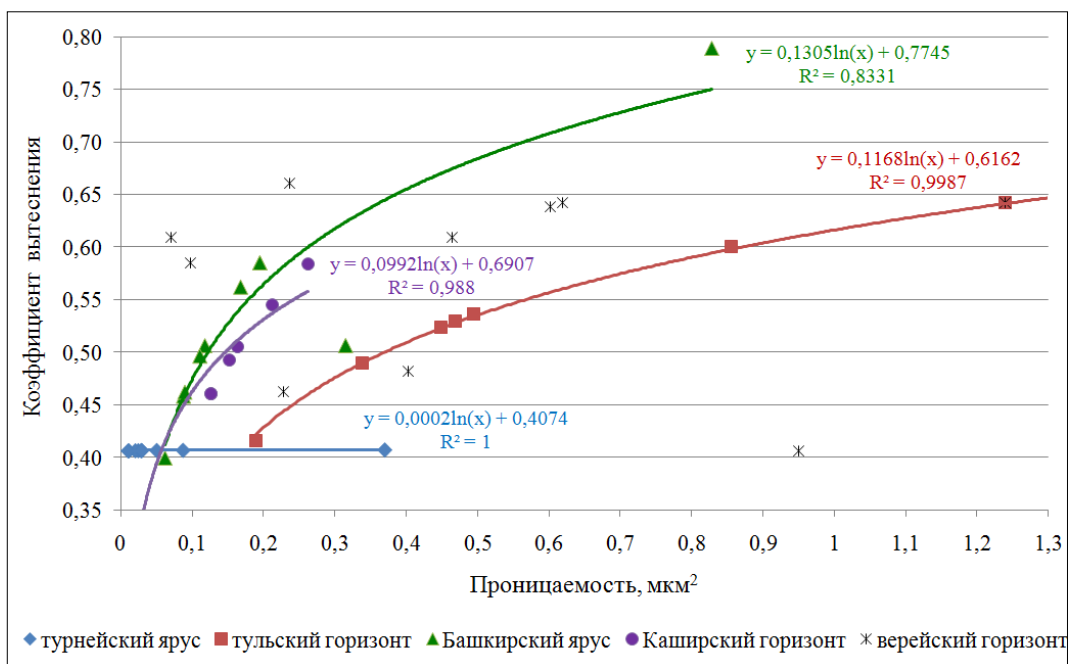


Рис. 6. Зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости для пластов-коллекторов месторождений ЗС ЮТС с высоковязкой нефтью

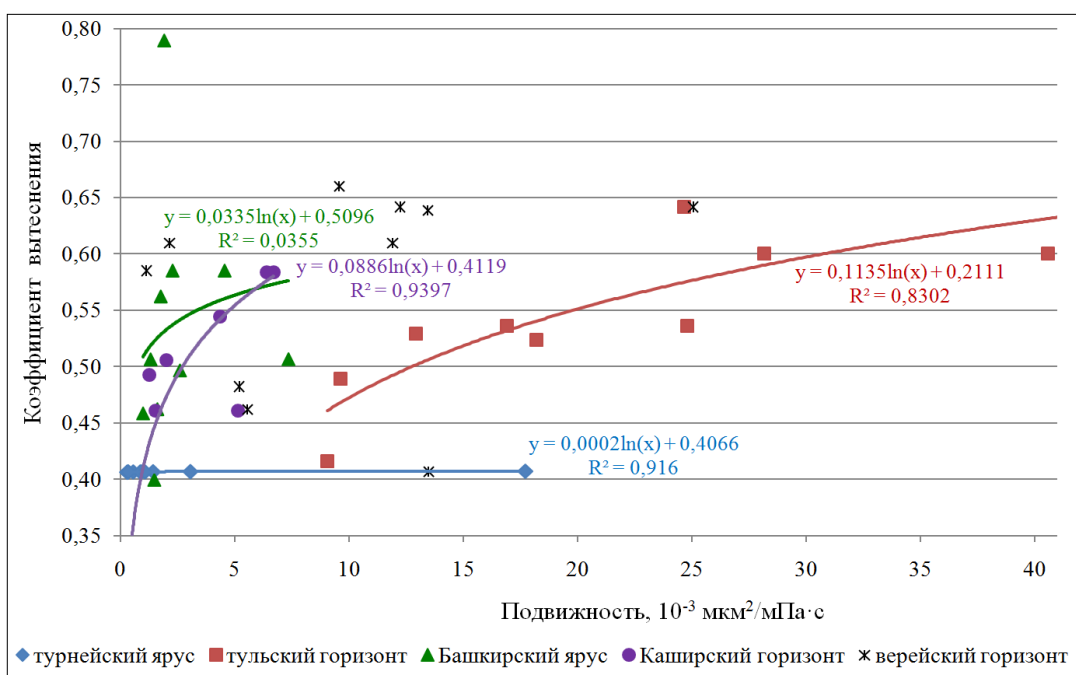


Рис. 7. Зависимость коэффициента вытеснения от подвижности для пластов-коллекторов месторождений ЗС ЮТС с высоковязкой нефтью

Приведенные зависимости позволяют выделить в самостоятельную группу продуктивные пласты турнейского яруса. Зависимость коэффициента вытеснения от подвижности описывается для

рассматриваемых месторождений корреляционным уравнением с коэффициентом корреляции 0,916:

$$K_{\text{выт}} = 0,0002 \ln(k/\mu) + 0,4066, \quad (1)$$

где $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения;

k – проницаемость, мкм²;

μ – вязкость пластовой нефти, мПа*с;

k/μ – подвижность пластовой нефти, мкм²/мПа*с.

При этом необходимо отметить, что зависимость $K_{\text{выт}}$ очень слабо зависит от подвижности пластового флюида, обуславливая низкую эффективность технологий МУН, направленных на уменьшение вязкости пластовой нефти и увеличение ее подвижности, учитывая, что воздействовать на изменение проницаемости продуктивного пласта в настоящее время нет технологической и технической возможности. Отметим, что известные технологии изменения проницаемости пласта, включая гидроразрыв пласта и бурение боковых горизонтальных стволов, направлены исключительно на призабойную зону. Таким образом, элементом регулирования подвижности пластового флюида является только ее вязкость.

В другую группу выделяется тульский горизонт, для которого коэффициент вытеснения от подвижности описывается корреляционным уравнением с коэффициентом корреляции 0,830:

$$K_{\text{выт}} = 0,1135 \ln(k/\mu) + 0,2111. \quad (2)$$

В третью группу можно объединить башкирский ярус, каширский и верейский горизонты, объединенное корреляционное уравнение для которых с коэффициентом корреляции 0,867 имеет вид:

$$K_{\text{выт}} = 0,0913 \ln(k/\mu) + 0,4329. \quad (3)$$

Анализируя производные выражений (1) - (3), характеризующие скорость изменения коэффициента вытеснения от подвижности, можно сделать вывод, что для башкирского яруса, каширского и верейского горизонтов, отнесенные условно к I группе пластов, чувствительность коэффициента вытеснения описывается уравнением производной:

$$K_{\text{выт}}' = -0,2372k/\mu. \quad (4)$$

Для тульского горизонта, отнесенного ко II группе по чувствительности, производная коэффициента вытеснения описывается уравнением:

$$K_{\text{выт}}' = -0,0013k/\mu. \quad (5)$$

Для турнейского яруса, отнесенного к III группе по чувствительности, производная коэффициента вытеснения описывается уравнением:

$$K_{\text{выт}}' = -0,0006k/\mu. \quad (6)$$

Анализируя уравнения (4)-(6) можно заключить, что самой низкой чувствительностью изменения коэффициента вытеснения к изменению подвижности характеризуется турнейский ярус мелких месторождений ЗС ЮТС с высоковязкой нефтью. Средней чувствительностью характеризуется тульский горизонт и самой высокой чувствительностью характеризуются пласты-коллекторы башкирского яруса, каширского и верейского горизонтов, что позволяет сосредоточить усилия по повышению эффективности разработки адресно для указанных продуктивных пластов I группы.

Выводы:

1. Пласты-коллекторы мелких месторождений ЗС ЮТС с высоковязкой нефтью целесообразно характеризовать коэффициентом вытеснения, определенного лабораторными петрофизическими и фильтрационными экспериментами на керне, и интегральным показателем – коэффициентом подвижности, в котором вязкость пластового флюида определяется физико-химическими методами исследования пластовой нефти, а коэффициент проницаемости – по результатам гидродинамических исследований скважин.
2. Наличие тесной связи между темпом изменения коэффициента вытеснения и коэффициентом подвижности позволяет контролировать

результаты определения коэффициента подвижности и коэффициента вытеснения, пользуясь установленными зависимостями.

3. При подборе и обосновании ГТМ, мероприятий по уплотнению сетки скважин необходимо руководствоваться выделенными группами пластов-коллекторов: с высокой чувствительностью (I группа) зависимости коэффициента вытеснения от коэффициента подвижности ($0,240 \pm 0,017$ отн.ед/(мкм²/мПа*с); со средней чувствительностью (II группа) зависимости коэффициента вытеснения от коэффициента подвижности ($0,00130 \pm 0,00022$ отн.ед/(мкм²/мПа*с); с низкой чувствительностью (III группа) зависимости коэффициента вытеснения от коэффициента подвижности ($0,00060 \pm 0,00005$ отн.ед/(мкм²/мПа*с).

Список литературы

1. Хакимзянов И.Н., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Фазлыев Р.Т. Наука и практика применения разветвленных и многозабойных скважин при разработке нефтяных месторождений //ФЭН, Казань.2011г. С.12.
2. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазаносной провинции /Под ред. Максимова С.П. - М.: Недра, 1970. - 807с.
3. Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г. Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии. – Казань: Таткнигоиздат, 1989. – 136с.
4. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. Издание в 2 т. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – Т.1. – 492с.
5. Ащепков Ю.С., Ащепков М.Ю., Березин Г.В. Технология дилатационно-волнового воздействия как эффективный способ интенсификации добычи нефти при разработке в осложненных геолого-физических условиях. // Нефтепромысловое дело. – 2001. - № 9. – С. 19-22.
6. Иванов Д.В. Повышение эффективности извлечения высоковязкой нефти залежей Мелекесской впадины: Автореф. дис. канд. техн. наук. – Уфа, 2018. – 24 с.
7. Бакиров И.М. Развитие систем разработки нефтяных месторождений с применением заводнения в различных геолого-физических условиях: Автореф. дис. докт. техн. наук. – Уфа, 2012. – 48 с.
8. Хусаинов В.М. Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки крупного нефтяного месторождения (теория, геологические основы, практика): Автореф. дис. докт. техн. наук. – Москва, 2011. – 50 с.

9. Данилова Т.Е., Юдинцев Е.А. Разделение нефтенасыщенных пластов кыновско-пашийского возраста на группы по продуктивности на основе промыслово-геофизических параметров. // Геология нефти и газа. – 1981. - № 7. – С. 48-60.

References

1. Khakimzyanov I.N., Khisamov R.S., Ibatullin R.R., Fazlyev R.T. *Nauka i praktika primeneniya razvetvlenykh i mnogozabojnykh skvazhin pri razrabotke neftyanykh mestorozhdenij* [Theoretical and practical aspects of branched and multilateral wells to produce oil reserves]. Kazan: FEN Publ., 2011. p.12. (in Russian)
2. *Geologiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdenij Volgo-Ural'skoj neftegazanosnoj provincii* [Geology of oil and gas fields of Volga-Urals oil-and-gas province] Edited by Maksimov S.P. Moscow: Nedra Publ., 1970. 807 p. (in Russian)
3. Muslimov R.H., Abdulmazitov R.G. *Sovershenstvovanie tekhnologii razrabotki maloeffektivnykh neftyanykh mestorozhdenij Tatarii* [Improvement of technologies for development of marginal oil fields in Tataria] Kazan: Tatknigoizdat Publ., 1989. 136 p. (in Russian)
4. Muslimov R.H., Shavaliyev A.M., Khisamov R.B., Yusupov I.G. *Geologiya, razrabotka i ekspluatatsiya Romashkinskogo neftyanogo mestorozhdeniya* [Geology, development and operation of the Romashkinskoye oil field] in 2 volumes. Moscow: VNIIOENG Publ., 1995. Vol.1. 492 p. (in Russian)
5. Ashchepkov Yu.S., Ashchepkov M.Yu., Berezin G.V. *Tekhnologiya dilatatsionno-volnovogo vozdejstviya kak effektivnyj sposob intensivizatsii dobychi nefti pri razrabotke v oslozhnennykh geologo-fizicheskikh usloviyakh* [Technology of dilatant-wave stimulation as an effective method to improve oil production in complicated geological environment] *Neftepromyslovoe delo*, 2001, No. 9. pp. 19-22 (in Russian)
6. Ivanov D.V. *Povyshenie effektivnosti izvlecheniya vysokovyazkoj nefti zalezhej Melekesskoj vpadiny* [Enhancement of efficiency of extraction of heavy oil reserves in the Melekess Depression] Extended abstract of PhD dissertation (Eng.), Ufa, 2018. 24 p. (in Russian)
7. Bakirov I.M. *Razvitie sistem razrabotki neftyanykh mestorozhdenij s primeneniem zavodneniya v razlichnykh geologo-fizicheskikh usloviyakh* [Progress of waterflooding development systems for different geological environment and reservoir types] Extended abstract of Dr.Sc. dissertation (Eng.), Ufa, 2012. 48 p. (in Russian)
8. Khusainov V.M. *Uvelichenie izvlekaemykh zapasov nefti na pozdnej stadii razrabotki krupnogo neftyanogo mestorozhdeniya (teoriya, geologicheskie osnovy, praktika)* [Enhancement of recoverable oil reserves of a large oil field at the late development stage] Extended abstract of Dr.Sc. dissertation (Eng.), Moscow, 2011. 50 p. (in Russian)
9. Danilova T.E., Yudinets E.A. *Razdelenie neftenasyshchennykh plastov kynovskopashijskogo vozrasta na gruppy po produktivnosti na osnove promyslovo-geofizicheskikh parametrov* [Grouping of the Kynovskian-Pashian reservoir-beds by productivity based on production-well log parameters] *Geologiya nefti i gaza*, 1981, No. 7. pp. 48-60 (in Russian)

Сведения об авторах

Ханнанов Марс Талгатович, ведущий эксперт НГДУ «Ямашнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д.Шашина, г. Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация.
E-mail: khannanov@tatneft.ru

Authors

Khannanov M.T., Leading Expert, NGDU YAMASHNEFT–PJSC TATNEFT, Almeteyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: khannanov@tatneft.ru

Ханнанов Марс Талгатович
423450, Российская Федерация, Республика Татарстан,
г. Альметьевск, ул.Р.Фахретдинова, 60.
тел.: 8 (8553) 318 581
E-mail: khannanov@tatneft.ru