

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.4.122-141>

EDN YMGGUQ

УДК 622.279.031+622.245

Влияние изменения петрофизических свойств горных пород на эффективность геолого-разведочных работ и освоения скважин

Мельникова Е.В., Нифантов В.И., Пищухин В.М.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Видное, Россия

The effect of changes in the petrophysical properties of rocks on the effectiveness of geological exploration and well development

E.V. Melnikova, V.I. Nifantov, V.M. Pischukhin

Gazprom VNIIGAZ LLC, Vidnoye, Russia

E-mail: basil1960@yandex.ru

Аннотация. Статья посвящена актуальной научно-практической задаче – повышению эффективности геологоразведочных работ и освоения скважин в условиях анизотропных фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов.

Многочисленными исследованиями установлено и многолетним опытом разведки и разработки месторождений УВ подтверждено, что фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) горных пород-коллекторов изменяются, как по толщине пласта, так и по площади простираения залежи. Причем если для терригенных коллекторов достаточно подробно изучены закономерности изменения ФЕС от различных влияющих факторов, то для карбонатных массивов их свойства и параметры меняются случайным, часто непредсказуемым образом от скважины к скважине и не подлежат какому-либо достоверному прогнозу.

Изложены результаты исследования влияния величины депрессии на продуктивность скважин. Доказана необходимость учёта петрофизических свойств и параметров низкопроницаемых горных пород в призабойной зоне пласта, газо- и водонасыщенности, направленности фильтрационных потоков, изменения напряженного состояния в структуре залежи УВ для проведения эффективных геолого-разведочных работ и освоения скважин.

Ключевые слова: *разработка месторождений углеводородов, повышение эффективности геолого-разведочных работ, освоение скважин, продуктивность скважин, фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, призабойная зона пласта, дебит скважины*

Для цитирования: Мельникова Е.В., Нифантов В.И., Пищухин В.М. Влияние изменения петрофизических свойств горных пород на эффективность геолого-разведочных работ и освоения скважин // Нефтяная провинция.-2025.-№4(44).-С. 122-141. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.4.122-141>. - EDN YMGGUQ

Abstract. The paper is devoted to an urgent scientific and practical mission - to increase the efficiency of geological exploration and well development in conditions of anisotropic filtration and capacitance properties of reservoir rocks.

Numerous studies have established and long-term experience in the exploration and development of hydrocarbon deposits has confirmed that the filtration and capacity properties (FCP) of reservoir rocks vary both in terms of the thickness of the reservoir and the extent of the deposit. Moreover, while the patterns of FCP variation for terrigenous reservoirs have been studied in detail, the properties and parameters of carbonate reservoirs vary randomly and unpredictably from well to well, making it impossible to make reliable predictions.

The results of a study of the effect of depression on well productivity are presented. It is proved that it is necessary to take into account the petrophysical properties and parameters of low-permeability rocks in the bottom zone of the formation, gas and water saturation, the direction of filtration flows, changes in the stress state in the structure of the hydrocarbon deposit for effective geological exploration and well development.

Key words: *development of hydrocarbon fields, increasing the efficiency of geological exploration, well development, well productivity, filtration and capacitance properties of reservoir rocks, bottom-hole formation zone, well flow rate*

For citation: E.V. Melnikova, V.I. Nifantov, V.M. Pischukhin Vliyanie izmeneniya petrofizicheskikh svoystv gornykh porod na effektivnost' geologo-razvedochnykh rabot i osvoyeniya skvazhin [The effect of changes in the petrophysical properties of rocks on the effectiveness of geological exploration and well development]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(44), 2025. pp. 122-141. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.4.122-141>. EDN YMGGUQ (in Russian)

Введение

Разнообразие горно-геологических условий залегания продуктивных пластов, освоения и эксплуатации нефтяных и газовых скважин существенно влияет на эффективность геолого-разведочных работ и разработки месторождений углеводородов (УВ).

Многочисленными исследованиями установлено и многолетним опытом разведки и разработки месторождений УВ подтверждено, что фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) горных пород-коллекторов изменяются, как по толщине пласта, так и по площади простирания залежи. Причем если для терригенных коллекторов достаточно подробно изучены закономерности изменения ФЕС от различных влияющих факторов, то для карбонатных массивов их свойства и параметры меняются случайным, часто непредсказуемым образом от скважины к скважине и не подлежат какому-либо достоверному прогнозу.

Кроме того, величины ФЕС пород-коллекторов, особенно в призабойной зоне продуктивного пласта (ПЗП) скважины, существенным образом изменяются в течение всего периода разработки месторождений УВ.

Известно, что дебит скважины увеличивается с ростом депрессии на пласт. Ограничением является устойчивость горных пород ПЗП при увеличении депрессии. Вместе с тем, с ростом депрессии увеличивается величина эффективных напряжений в ПЗП горных пород и их деформация, что затрудняет приток УВ к забоям скважин. Очевидно, что ФЕС горных пород существенно зависят от их состава (литологии), возраста (стратиграфии), глубины залегания, наличия тектонических нарушений, геодинамических движений в земной коре и других геолого-промысловых факторов. Часто при выборе параметров режима освоения и эксплуатации скважин эти факторы не учитывают, главным образом по причине отсутствия или недостатка результатов комплексных исследований скважин, пластов, кернов горных пород и пластовых флюидов.

Поэтому разработка и обоснование методики геолого-промыслового анализа и прогнозирования изменения свойств горных пород ПЗП для исследования процессов освоения скважин актуальна, так как будет способствовать повышению эффективности геологоразведочных работ и разработки месторождений УВ.

Влияние напряжённого состояния ПЗП на продуктивность скважин

На основе анализа опубликованных работ по результатам исследований влияния геологических условий залегания горных пород на их петрофизические и фильтрационно-емкостные свойства, установлено, что тип и величина деформации различных горных пород-коллекторов определяется, как величинами эффективных напряжений, так и геолого-промысловыми факторами и свойствами самих пород и насыщающих их флюидов.

По результатам многочисленных экспериментальных исследований определены граничные значения открытой пористости ($m_{п}$) и проницаемости ($K_{п}$) пород-коллекторов, которые изменяются от почти непористых разностей ($m_{п} \sim 0,04\%$) до значений более 30%, от практически непроницаемых $K_{п} = 0,0001$ мД до $K_{п} = 3,0$ Д (мкм^2) и более. На основе проведенных исследований отечественными геологами разработана классификация деформационных моделей месторождений нефти и газа, позволяющая на качественном уровне прогнозировать характер деформаций в залежах УВ. В разработанной классификации выделяются четыре класса деформационных моделей месторождений России и ближнего Зарубежья по пяти признакам: типу залежи, литологии коллектора, литологии покрышки, характеру деформаций в продуктивной толще и покрышке при изменении пластового давления.

С учетом многообразия проявлений геолого-промысловых факторов нами была поставлена цель и сформулированы задачи по обоснованию способа освоения скважин на этапе геолого-промысловых работ при проведении поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа.

На основании анализа результатов многочисленных промысловых и теоретических исследований установлены особенности влияния переменного напряженного состояния ПЗП на продуктивность нефтегазовых сква-

жин. ПЗП в процессе её вскрытия бурением, а затем при креплении, освоении и эксплуатации скважины находится в очень сложном переменном напряженном состоянии, которое зависит не только от величины эффективных напряжений, определяемых разностью горного и пластового давлений ($P_{гор}-P_{пл}$), но и от других геолого-промысловых факторов. Совокупное влияние их оказывает неоднозначное воздействие на ФЕС ПЗП и продуктивность скважин. Например, по мнению А.В. Динкова (1996 г.) при освоении залежей УВ с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) и низкими значениями ФЕС карбонатных пород-коллекторов ($m_p \leq 17\%$, $K_p \leq 10$ мД) их деформация вблизи перфорационных каверн в большей степени определяется фильтрационными напряжениями, а не эффективным горным давлением. В этих условиях снижение проницаемости будет происходить при очень высоких депрессиях $\Delta P_d \approx 0,5P_{пл}$, а изменение пористости практически не происходит.

Для пород-коллекторов с высокими ФЕС ($m_p \geq 25\%$ и $K_p \geq 0,5$ Д), например, для слабоустойчивых терригенных продуктивных пластов Русского месторождения, при снижении пластового давления и увеличении депрессии на пласт происходит их существенное снижение, а также уменьшение дебитов и продуктивности скважин. В 2009-2010 гг. было зафиксировано снижение дебитов в 3,7 и 2,8 раза при создании депрессий 5,8-4,0 МПа соответственно. Кроме того, происходило уменьшение ФЕС ПЗП при освоении скважин [1].

Для снижения негативных последствий рекомендуется плавный вывод скважин на режим оптимальной эксплуатации и недопущение критической депрессии на пласт, при которой начинается смыкание пор и трещин.

Результаты освоения разведочных скважин Астраханского ГКМ

Используя результаты приведенного в работе анализа, проведены исследования влияния трещинной составляющей карбонатных пород-коллекторов из низкопроницаемой матрицы в магистральные фильтрационные каналы на примере освоения разведочных скважин Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) [2, 5,6,7].

Характеристика ФЕС пород продуктивного разреза башкирского яруса среднего карбона АГКМ приведена в табл. 1.

Таблица 1

Характеристика ФЕС горных пород продуктивного разреза АГКМ

Структура порового пространства	Пористость, %	Медианные диаметры пор, мкм	Проницаемость, мД	Газонасыщенность, %	Условия фильтрации газа
Ультратонкопоровая	менее 3	0,05	$10^{-5} \div 10^{-3}$	0	нет фильтрации
Ультратонкопоровая, тонкопоровая	3÷5	0,04÷0,64	$10^{-4} \div 10^{-2}$	10÷40	при градиентах давления выше 0,5-4,0 МПа/м
Неоднородное строение	6÷8	0,05÷3,2	$10^{-3} \div 10^{-2}$	10÷40	при градиентах давления выше 0,001-2,0 МПа/м
Неоднородное строение	6÷8	1-2÷20-30	0,1÷1,0	50÷80	при градиенте близком к 0
Разнообразная структура, включающая ультратонкопоровые разности	8÷10 и более	от 0,04 и выше	0,01÷10	50÷90	при градиенте близком к 0

Коллекторы продуктивной толщи были разделены на две группы: первая группа объединяет породы с абсолютной проницаемостью $1 \div 3$ мД, вторая – $0,4 \div 1,0$ мД.

Зависимости относительной проницаемости по газу и воде от изменения водо- и газонасыщенности приведены на рис. 1.

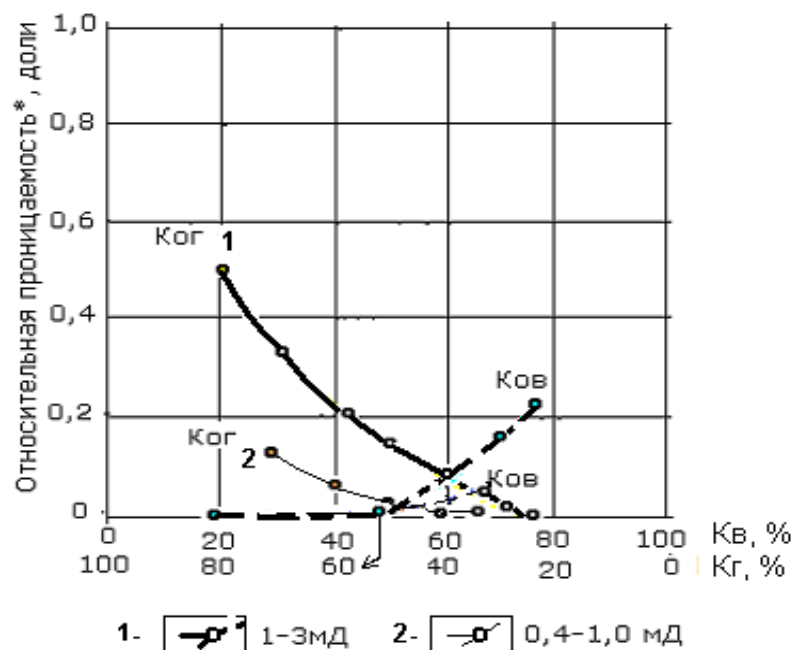


Рис. 1. Средние кривые относительной проницаемости по газу и воде

Как видно из рис. 1, с ухудшением фильтрационных характеристик кривые относительных газопроницаемостей смещаются в сторону больших газонасыщенностей: для второй группы коллекторов с газонасыщенностью менее 60% они фильтруют воду, для первой — эта величина менее 50%.

Экспериментально установлено, что величины остаточных флюидонасыщенностей в целом тем больше, чем хуже ФЕС коллектора при двухфазной фильтрации газа и воды, при эффективных напряжениях до 35 МПа.

Анализируя геолого-промысловый материал продуктивной толщи по скважинам АГКМ (скв. 714, 708, 719) установлено, что в породах, залегающих выше интервалов переходной зоны (ПЗ), значения газонасыщенности составляет 0÷49%. Толщина данных интервалов варьируется в пределах нескольких метров и реже достигает трех десятков метров (в скв. 923 суммарная толщина водонасыщенных пропластков доходит до 29 м).

Пористость отложений в этих частях разреза изменяется довольно в широких пределах: от 6 до 11%, и достигая в единичных случаях величин $12\div 13,5\%$ (скв. 602, 610, 605, 914).

По глубинам залегания этих интервалов и их толщине на современной стадии изученности выделяются три группы скважин.

Первая группа скважин (скв. 701, 914) характеризуется глубинами залегания 3946 м и толщиной газонасыщенных интервалов, около 5 м.

Вторую группу представляют скважины (скв. 54, 704, 917, 765), также с аномально высоким залеганием ПЗ, однако, в их разрезах не отмечен скачкообразный характер величины газонасыщенности, а наблюдается чередование с пластами высокой газонасыщенности.

Третья, большая группа скважин (скв. 714, 722, 908, 912, 928, 923, 924, 919, 602, 605, 608, 609, 610, 615, 621, 626, 43-А) имеет глубины залегания недонасыщенных частей разреза 4020+20 м и толщины, колеблющиеся в пределах от единиц до первых десятков метров. В разрезах этих скважин, ниже указанных интервалов, по данным ГИС установлены пласты с газонасыщенностью более 50%, а в скважине 43-А сухой газ получен из нижележащих интервалов в результате опробования, причем в указанных выше скважинах породы-коллекторы имеют высокие ФЕС.

Для ответа на вопрос, с чем связано присутствие в газонасыщенном разрезе подобных интервалов, было проанализировано возможное влияние тектонических трещин на формирование пород-коллекторов с высокими ФЕС, а также с ориентировкой системы трещин и блоков на АГКМ.

Попытки выявления разломов, зон трещиноватости и блоков, в пределах АГКМ предпринимались неоднократно с начала его изучения. Однако неразработанность методических основ применительно к сложному многоярусному строению разреза не позволила убедительно обосновать их распространение. Поэтому ориентация трещин рассматривается с позиции разломно-блоковых моделей АГКМ наиболее известных на сегодняшний день.

Выполненная группировка скважин по дебитам и коэффициентам удельной продуктивности (Табл. 2), показала возможность прогноза притоков при изменении дебитов в целом по месторождению в пределах 13-919 тыс.м³/сут.

Таблица 2

Связь прогнозных зон продуктивного комплекса АГКМ с дебитами и продуктивностью скважин

Номер скважины	Дебит, тыс.м ³ /сут	Удельная продуктивность, тыс.м ³ /сут·МПа·м
Скважины, попавшие в прогнозные зоны продуктивного карбонатного комплекса с ожидаемыми дебитами:		
выше средних		
938	919	0,612
средними		
828	473	0,218
907	457	0,295
ниже средних		
719	61	0,041
708	126	0,127
участки с прогнозируемыми дебитами скважин <50 тыс.м ³ /сут		
722	13	0,014
717	43	0,033
407	27	0,018

Следует отметить, что на картах газосодержания пластовых вод и кислых компонентов ПЗ возможно выделить до пяти блоков, имеющих различный состав УВ. Такое сопоставление карт позволяет понять ориентацию трещин или разломов, а также направление движения флюидов (Табл. 2, Рис. 2).

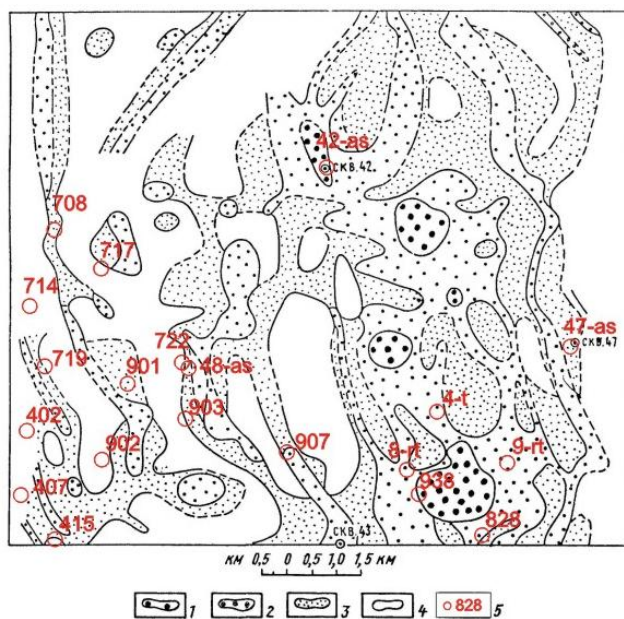
Была сделана попытка, проследить и увязать выделенные В.И. Гладковым и В.Н. Григоровым [3] блоки и разломы в продуктивном комплексе на основе рабочих дебитов скважин, положения ГВК и ПЗ, чтобы понять направление движения флюидов с учетом ориентации трещин или разломов. В результате анализа установлено распределение дебитов и продуктивностей скважин по структурным зонам:

— в зонах субмеридиональных тектонических нарушений скважины имеют средний дебит $Q_{cp} = 461,4$ тыс.м³/сут, среднюю удельную продуктивность $K_{пр}^{cp} = 0,453$ тыс.м³/МПа·м, диапазон изменения дебитов от 11 до 1394 тыс.м³/сут;

— в зонах субширотных тектонических нарушений - $Q_{cp} = 475,7$ тыс.м³/сут, $K_{пр}^{cp} = 0,314$ тыс.м³/МПа м, при изменении дебитов от 42 до 1290 тыс.м³/сут;

— в зонах локальных выступов - $Q_{cp} = 782,3$ тыс.м³/сут, $K_{пр}^{cp} = 0,610$ тыс.м³/МПа м, при изменении дебитов от 145 до 1796 тыс.м³/сут;

— в стабильной зоне - $Q_{cp} = 391,8$ тыс.м³/сут, $K_{пр}^{cp} = 0,334$ тыс.м³/МПа·м, при изменении дебитов от 9 до 1060 тыс.м³/сут.



1-3 – зоны улучшенных фильтрационно-емкостных свойств за счет трещиноватости:

1-выше средних, 2 – средние, 3 – ниже средних; 4 – участки с прогнозируемыми дебитами скважин <50 тыс.м³/сут; 5 – скважина 828

Рис. 2. Результаты комплексной геолого-геофизической интерпретации данных участка на юго-востоке АГКМ

Таким образом, проведенный геолого-промысловый анализ позволяет выделить группы скважин по величинам их удельной продуктивности и дебитам в пределах тектонических нарушений в залежи, представленной карбонатным трещиноватым продуктивным комплексом горных пород.

Исходя из вышеизложенного следует, что существующие зоны трещиноватости и возможных разрывных нарушений не влияют на формирование пород-коллекторов с высокими ФЕС. Высокопродуктивные скважины в основном расположены в пределах локальных сводов. Поэтому с определенной вероятностью можно прогнозировать, что основное влияние на низкопроницаемую матрицу пород-коллекторов АГКМ должны оказывать деформационные и прочностные свойства пород.

При построении карты изменения деформационно-прочностных свойств горных пород (Рис. 3), учитывалось расположение высокопродуктивных скважин в пределах локальных сводов, которые оконтуриваются изогипсой минус 3900 м и минус 3850 м.

В пределах разбуренного участка наблюдается чередование зон хрупких (открытая пористость 8-10%) и хрупко-пластичных пород (открытая пористость 10-12%). Пластичные породы (открытая пористость $\leq 6-8\%$) небольшими ореолами встречаются в основном в северо-западной и юго-западной частях разбуренного участка, а хрупкие породы с открытой пористостью $>12\%$ распространены также небольшими участками в юго-восточной части.

Установлено, что основное влияние на приток газа оказывают породы-коллекторы хрупкие и хрупко-пластичные, развитые в пределах изогипсы минус 3900 м.

Для интенсификации притока газа из низкопроницаемой матрицы необходимо искусственное создание системы флюидопроводящих трещин.

Выявленные особенности геологического строения карбонатных пород-коллекторов являются основополагающим фактором при принятии решений по интенсификации притока газа из низкопроницаемой матрицы путем проведения пенокислотной обработки ПЗП в режиме раскрытия естественных микротрещин в зонах, обладающих хрупко-пластичными свойствами.

Таким образом, на основании проведенных исследований разработана методика геолого-промыслового анализа результатов геолого-разведочных работ по вскрытию низкопродуктивных карбонатных коллекторов и рекомендации по интенсификации притока УВ.

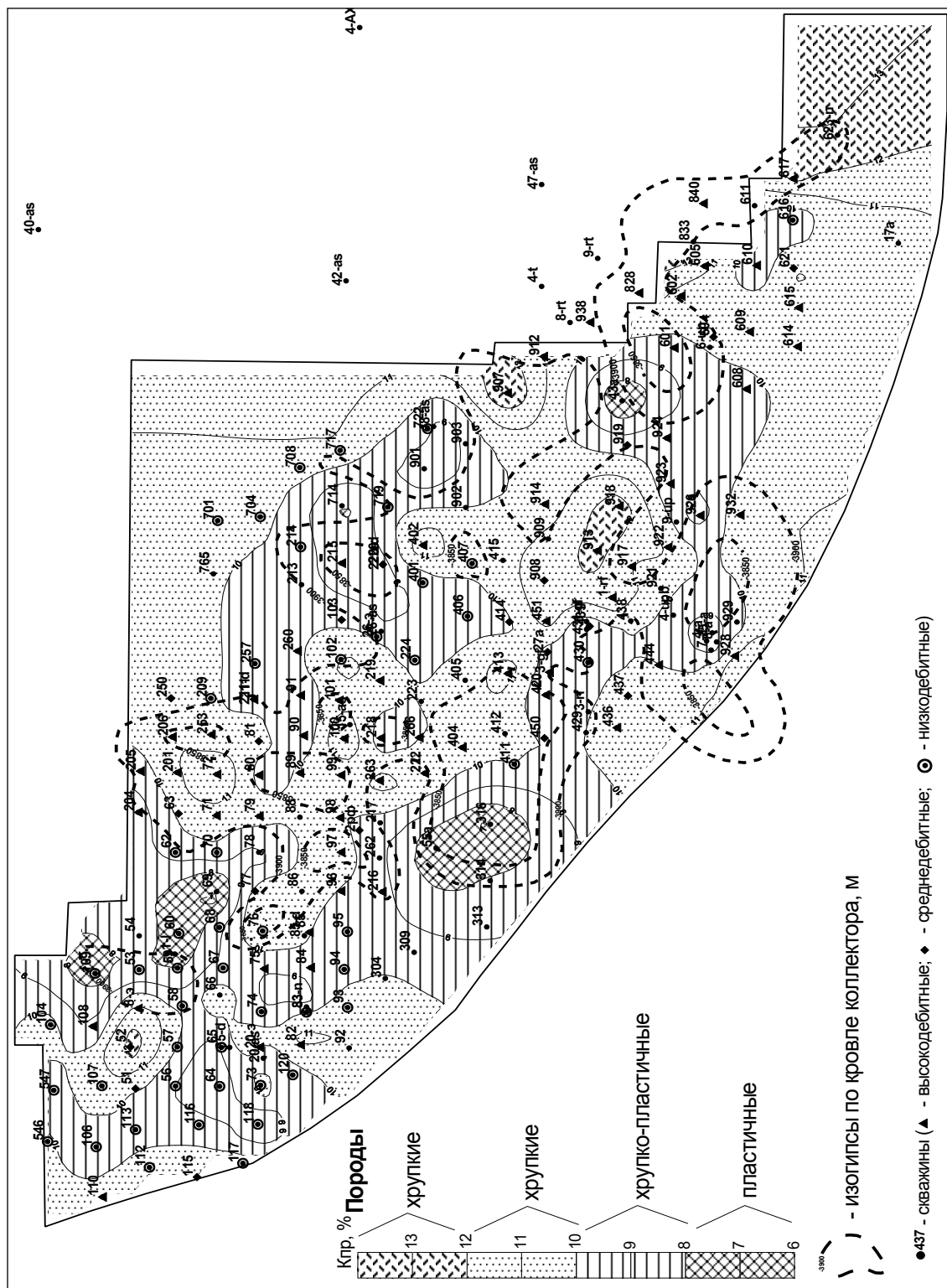


Рис. 3. Карта деформационно-прочностных свойств пород АГКМ

Для определения скважин – кандидатов для проведения работ по повышению их продуктивности на стадии заканчивания и последующей эксплуатации необходимо:

1. Провести анализ изменения ФЕС горных пород ПЗП с целью выделения низкопроницаемых и низкопористых коллекторов: $0,01 \leq K_p \leq 10$ мД; $6 \leq m \leq 10\%$.

2. Установить влияние трещинной составляющей на интенсивность притока УВ из низкопроницаемой матрицы в магистральные фильтрационные каналы.

3. Оценить влияние газо- и водонасыщенности пористой среды на относительную проницаемость при различных эффективных напряжениях.

4. Произвести группировку скважин по глубинам залегания продуктивного пласта, его толщине, градиенту пластового давления и тектонической нарушенности структуры пластовой системы.

5. Оценить направление движения флюидов с учетом ориентации трещин и разломов в структуре.

6. Определить удельную продуктивность скважин на один метр вскрытой эффективной толщины пласта и её изменение (а также дебитов) по структурно-тектоническим блокам месторождения.

В результате проведенных исследований по вышеописанной методике сделаны следующие выводы:

- при газонасыщенности низкопроницаемых карбонатных коллекторов 50% и менее проводить интенсификацию притока УВ в скважину нецелесообразно, так как будет получен приток пластовой воды;

- снижать пластовое давление в ПЗП при создании депрессии до $0,5 P_{пл}$ и коэффициентах аномальности $K_a < 1,0$ не следует, так как из-за смыкания магистральных трещин резко уменьшится приток УВ к забою скважины;

- величины остаточной водонасыщенности пласта-коллектора не связаны с разломно-блоковой структурой залежи.

Способ освоения низкопродуктивных скважин

С учётом влияния геолого-промысловых факторов на эффективность освоения разведочных и эксплуатационных газовых и газоконденсатных скважин, дано объяснение получения низкой продуктивности перспективных объектов. С учетом геологических условий залегания слагающих продуктивных отложений горных пород, разработан новый способ освоения низкодебитных газовых и газоконденсатных скважин, который основан на плановом изменении забойного давления рабочего агента (жидкость или газожидкостная система) и импульсным (знакопеременным) воздействием на ПЗП в процессе освоения скважин [2, 4].

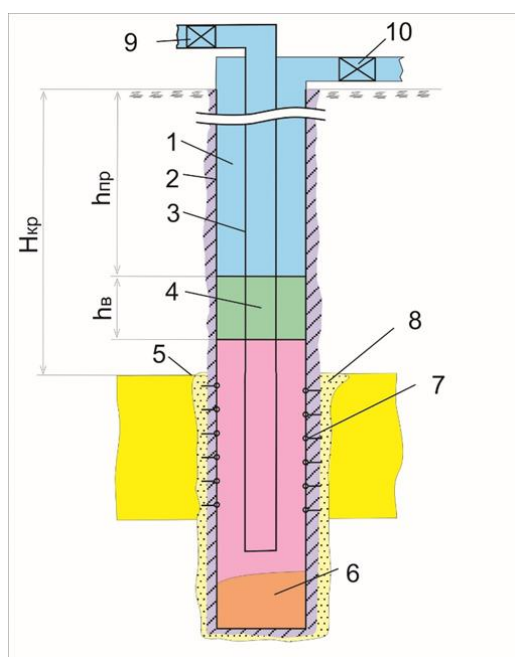
В разработанном способе освоения скважин ведется путем закачки в скважину пенокислотной эмульсии (ПКЭ) и проведения технологической выдержки. Кислотную эмульсию доставляют на забой последовательной закачкой в скважину продавочной жидкости и высоковязкой разделительной жидкости. В качестве кислотной эмульсии используют кислотную пену, которую приготавливают путем газирования расчетного объема пенообразующей эмульсии, равного объему скважины в интервале вскрытия продуктивного пласта. Степень газирования пенообразующей эмульсии регулируют, исходя из максимально допустимой депрессии на глубине кровли продуктивного пласта. В межтрубном пространстве скважины и лифтовых трубах создают посредством продавочной жидкости избыточное давление на ПЗП с периодичностью, обеспечивающей создание чередующихся, по меньшей мере, трех циклов депрессии и репрессии на пласт. При этом проводят технологическую выдержку скважины не менее трех часов в каждом из циклов депрессии и репрессии до получения притока пластового флюида в цикле депрессии.

Используют пенообразующую эмульсию, содержащую дизельное топливо, соль, поверхностно-активное вещество (ПАВ), кислоту и воду. Для карбонатного пласта используют соляную кислоту, для терригенных коллекторов – глинокислоту. В качестве ПАВ применяют неонол АФ 9-12 и сапонин.

Подбор рецептуры ПКЭ производят в каждом конкретном случае в лабораторных и промысловых условиях с учетом литолого-минералогического состава и петрофизических свойств горных пород ПЗП.

В качестве высоковязкой разделительной жидкости используют полимерную жидкость с условной вязкостью не менее 120 с.

На рис. 4 показана принципиальная схема размещения в скважине кислотной пены, продавочной жидкости и высоковязкой разделительной жидкости в лифтовых трубах и межтрубном пространстве при освоении скважины предлагаемым способом.



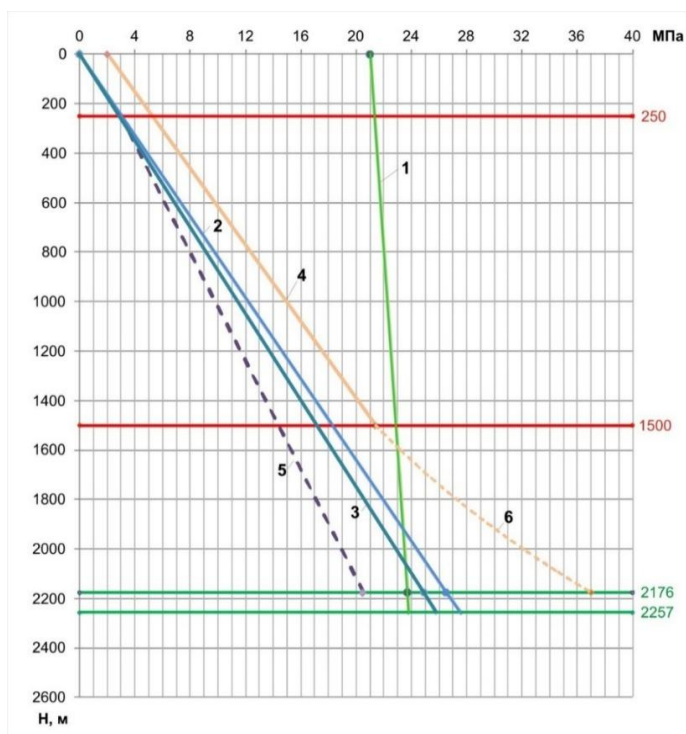
- 1 - межтрубное пространство скважины, заполненное продавочной жидкостью;
- 2 - эксплуатационная колонна;
- 3 - лифтовые трубы (НКТ);
- 4 - высоковязкая разделительная жидкость;
- 5 - кровля продуктивного пласта;
- 6 - шламовая пробка;
- 7 - перфорационные отверстия;
- 8 - закольматированная ПЗП;
- 9 - задвижка на устье скважины в НКТ;
- 10 - задвижка на межтрубном пространстве;
- $h_{пр}$ - высота заполнения продавочной жидкостью;
- h_v - высота заполнения высоковязкой разделительной жидкостью;
- $H_{кр}$ - глубина залегания кровли продуктивного пласта

Рис. 4. Принципиальная схема освоения скважины с помощью пенокислотной обработки ПЗП

Кислотная пена вступает в химическое взаимодействие со шламовой дюной, стенками ствола скважины и зоной кольматации ПЗП. Кислотную

пену готовят на дневной поверхности путем прокачки пенообразующей эмульсии (ПОЭ) и инертного газа (или газа из соседней скважины) через пеногенератор.

При закрытом трубном и межтрубном пространстве, после установления статического равновесия столбов жидкости в лифтовых трубах и кольцевом пространстве осуществляется контроль по стабилизации устьевого давления. Уровень жидкости $h_{ж} = h_{пр} + h_{в}$ устанавливается примерно на расчетной глубине от устья и при $P_y = 2,0$ МПа обеспечивается расчетная репрессия на ПЗП и обработка горных пород ПЗП ПКЭ в режиме раскрытия микротрещин. Изменение статических давлений по стволу скважины приведено на рис. 5.



- 1 – природного газа (P_r);
- 2 – бурового раствора ($P_{бр}$) плотностью 1240 кг/м^3 ;
- 3 – продажной и буферной жидкости плотностью 1150 кг/м^3 при атмосферном давлении на устье $P_{y0} = 0 \text{ МПа}$;
- 4 – продажной и буферной жидкости при избыточном давлении на устье $P_{y1} = 2,0 \text{ МПа}$;
- 5 – ПКЭ со степенью аэрации $\alpha=20$ при уровне продажной и буферной жидкости 250 м от устья и атмосферном устьевом давлении;
- 6 – ПКЭ при уровне продажной и буферной жидкости 1500 м от устья при избыточном устьевом давлении $P_{y1} = 2,0 \text{ МПа}$

$$P_r^{\text{заб}} = 23,7 \text{ МПа}; P_r^{\text{уст}} = 21,0 \text{ МПа}; P_{бр}^{\text{заб}} = 26,5 \text{ МПа};$$

$$P_{гст(3)}^{\text{заб}} = 24,9 \text{ МПа}; P_{пкэ(5)}^{\text{заб}} = 21,4 \text{ МПа}; P_{пкэ(6)}^{\text{заб}} = 37,0 \text{ МПа}$$

Рис. 5. Изменение статических давлений по стволу скважины (МПа)

Степень освоения скважины определяется по величине удельной продуктивности скважины до и после ее обработки.

По результатам промысловых исследований реализация разработанного способа на нефтяной или газовой скважине позволяет значительно увеличить (в несколько раз) удельную продуктивность горных пород-коллекторов по сравнению со стандартной кислотной обработкой.

Разработанный способ позволяет повысить эффективность освоения газовых и газоконденсатных скважин за счет уменьшения времени воздействия кислотной пены на пласт и отсутствия необходимости применения дорогостоящего оборудования, а также обеспечивает повышение продуктивности скважин за счет увеличения интервала обработки, в т.ч. в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.

Заключение

1. В результате аналитических исследований автором выявлены предельные (критические) значения величин депрессии, при которых начинается смыкание фильтрационных каналов и уменьшение ФЕС пород-коллекторов.

2. Для низкопроницаемых известняков и крепких мелкозернистых песчаников скementированных, в основном, карбонатным разностями критическая депрессия определяется из условия создания в ПЗП напряженного состояния (величины эффективных напряжений) равного около 35 МПа. Поэтому величина депрессии как в начальный период разработки таких месторождений, так и при их завершении не ограничена фактором смыкания фильтрационных каналов, а ограничивается только технологическими факторами (рисками преждевременного обводнения, ростом фильтрационных сопротивлений).

3. Для высокопроницаемых цементированных песчаников $0,5 \leq K_{\text{п}} \leq 1,0$ Д критическая депрессия наступает при значениях 4,0 – 6,0 МПа, что необходимо учитывать при выборе способа, технологии и режима освоения скважин.

4. Для суперколлекторов ($K_{\text{п}} > 1,0$ Д), представленных в основном слабощементированными и нецементированными песчаниками, органогенными известняками критическая депрессия оценивается величинами 0,5 - 1,0 МПа.

5. При анализе геолого-промысловых условий на эффективность геолого-разведочных работ необходимо учитывать петрофизические свойства и параметры низкопроницаемых горных пород в ПЗП, газа- и водонасыщенность, направленность фильтрационных потоков, изменение напряженного состояния и тектонические разломы в структуре залежи УВ.

6. Существующая технология освоения предусматривает понижение уровня жидкости в скважине закачкой газа, что вызывает быстрое создание депрессии на ПЗП.

7. Разработанный способ применения пено-кислотной эмульсии позволяет плавно переходить от репрессии к депрессии и обратно, производя одновременно физико-химическую обработку ПЗП и повышая ФЕС горных пород-коллекторов и продуктивность скважин, а также регулировать величины депрессии и репрессии на ПЗП в зависимости от горно-геологических условий заканчивания и последующей эксплуатации скважин.

Список литературы

1. Косачук Г.П., Билалов Ф.Р., Нифантова Е.В. (Мельникова Е.В.), Мельников С.А. Оценка характера внедрения пластовых вод в залежь Астраханского газоконденсатного месторождения» // Газовая промышленность. 2007, №1. -С.29-33.
2. Способ освоения нефтяных и газовых скважин: пат. 2012139178 Рос. Федерация: МПК E21B 43/27 (2006.01) / В.И. Нифантов, Е.В. Мельникова, С.А. Бородин, Ю.В. Каминская, В.М. Пищухин, С.А. Пискарев. - №2012139178/03; опубл.20.03.2014, Бюл. №8.

3. Косачук Г.П., Билалов Ф.Р., Мельникова Е.В. Оценка влияния трещинной составляющей на приток газа из низкопроницаемой матрицы в породах АГКМ // Газовая промышленность. 2007, №12. - С.25- 31.
4. Сингуров А.А. Технологии капитального ремонта газовых скважин на месторождениях Крайнего Севера / А.А. Сингуров, В.И. Нифантов, В.М. Пищухин. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. – 161 с.
5. Вобликов Б.Г., Нифантов В.И., Мельникова Е.В. Влияние геологической характеристики горных пород коллекторов на продуктивность углеводородсодержащих пластов месторождений и подземных хранилищ газа. Вестник СевКавГТУ. №1 (30). – Ставрополь: Изд-во СевКав-ГТУ. 2012.
6. Косачук Г.П., Изюмченко Д.В., Буракова С.В., Буточкина С.И., Мельникова Е.В. Анализ мирового опыта и оценка перспективных соленосных толщ под строительство ПХ гелия на территории Восточной Сибири // Газовая промышленность. 2012, №4. - С. 72- 77.
7. Мельникова Е.В., Нифантов В.И., Мельников С.А. Особенности освоения нефтяных и газовых скважин в различных горно-геологических условиях // Сборник статей "Аналитик 2011", М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2012.

References

1. Kosachuk G.P., Bilalov F.R., Nifantova E.V. (Melnikova E.V.), Melnikov S.A. Assessment of the nature of the introduction of reservoir waters into the Astrakhan gas condensate field // Gas Industry. 2007, No. 1. pp.29-33. (in Russian)
2. Method of development of oil and gas wells: patent 2012139178 Russian. The Federation: IPC E21B 43/27 (2006.01) / V.I. Nifantov, E.V. Melnikova, S.A. Borodin, Yu.V. Kamin-skaya, V.M. Pischukhin, S.A. Piskarev. - No. 2012139178/03; publ.20.03.2014, Byul. No. 8. (in Russian)
3. Kosachuk G.P., Bilalov F.R., Melnikova E.V. Assessment of the effect of the fractured component on the inflow of gas from a low-permeability matrix in AGCM rocks // Gas Industry. 2007, No. 12. pp.25-31. (in Russian)
4. Singurov A.A. Technologies of capital repairs of gas wells in the Far North / A.A. Singurov, V.I. Nifantov, V.M. Pischukhin. Moscow: Gazprom VNII-GAZ, 2020. - 161 p. (in Russian)
5. Voblikov B.G., Nifantov V.I., Melnikova E.V. The influence of the geological characteristics of reservoir rocks on the productivity of hydrocarbon-containing formations of deposits and underground gas storage facilities. Bulletin of SevKavGTU No. 1 (30). Stavropol: Publishing House of SevKavGTU. 2012. (in Russian)
6. Kosachuk G.P., Izyumchenko D.V., Burakova S.V., Bututkina S.I., Melnikova E.V. Analysis of world experience and assessment of promising salt-bearing strata for the construction of helium PH in Eastern Siberia // The gas industry. 2012, No. 4, pp.72-77. (in Russian)
7. Melnikova E.V., Nifantov V.I., Melnikov S.A. Features of the development of oil and gas wells in various mining and geological conditions // Collection of articles "Analyst 2011", Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2012. (in Russian)

Сведения об авторах

Мельникова Елена Викторовна, старший научный сотрудник Лаборатории технологий эксплуатации скважин и сопровождения ГТМ Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Россия, 142717, Видное, пос. Развилка, ул. Газовиков, вл. 15 стр. 1

E-mail: narzan_mev@mail.ru

Нифантов Виктор Иванович, доктор технических наук, академик РАЕН, ветеран ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Россия, 142717, Видное, пос. Развилка, ул. Газовиков, вл. 15 стр. 1
E-mail: vinifantov@gmail.com

Пищухин Василий Михайлович, кандидат технических наук, член-корреспондент РАЕН по секции нефти и газа, академик Академии наук прикладной радиоэлектроники, ведущий научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Россия, 142717, Видное, пос. Развилка, ул. Газовиков, вл. 15 стр. 1
E-mail: basil1960@yandex.ru

Authors

E.V. Melnikova, Senior Researcher at the Laboratory of Well Operation and Maintenance Technologies at the GTM Center for Well Construction and Repair Technologies Gazprom VNIIGAZ LLC
15, Gazovikov St, bldg. 1, Razvilka Village, Vidnoye, 142717, Russian Federation
E-mail: narzan_mev@mail.ru

V.I. Nifantov, Doctor of Technical Sciences, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, veteran of Gazprom VNIIGAZ LLC
15, Gazovikov St, bldg. 1, Razvilka Village, Vidnoye, 142717, Russian Federation
E-mail: vinifantov@gmail.com

V.M. Pischukhin, PhD, Corresponding Member of the Russian Academy of Natural Sciences in the Oil and Gas Section, Academician of the Academy of Applied Radioelectronics Sciences, leading researcher Gazprom VNIIGAZ LLC
15, Gazovikov St, bldg. 1, Razvilka Village, Vidnoye, 142717, Russian Federation
E-mail: basil1960@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 09.09.2025

Принята к публикации 15.12.2025

Опубликована 30.12.2025