Научная статья
УДК 622.276.6

Возможности учета трещиноватости каширо-верейских карбонатных объектов при планировании пропантного гидроразрыва пласта

А.С.ВОТИНОВ¹, В.В.СЕРЕДИН², И.Ю.КОЛЫЧЕВ², С.В.ГАЛКИН²✉

¹ Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия

² Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

Как цитировать эту статью: Возможности учета трещиноватости каширо-верейских карбонатных объектов при планировании пропантного гидроразрыва пласта / А.С.Вотинов, В.В.Середин, И.Ю.Колычев, С.В.Галкин // Записки Горного института. 2021. Т. 252. С. 861-871. DOI: 10.31897/PMI.2021.6.8

Аннотация. Одним из эффективных методов интенсификации добычи нефти для неоднородных каширо-верейских глинисто-карбонатных отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции является пропантный гидроразрыв пласта. В статье рассмотрены перспективы реализации данной технологии на примере верейского эксплуатационного объекта Москудынского месторождения. На основе анализа исследований керна верейских отложений выделены отличающиеся структурными особенностями литологические типы карбонатных пород. Выполнены томографические исследования образцов керна, в результате которых для некоторых литотипов установлена и изучена трещиноватость пород. В естественных геологических условиях, в зависимости от степени развития трещиноватости и технологических условий разработки, данные интервалы могут как участвовать, так и не участвовать в работе скважин. При проведении гидроразрыва пласта неработающие потенциально трещиноватые участки могут быть успешно приобщены к добыче нефти. По данным анализа гидродинамических исследований скважин, на основе модели Уоррена – Рута изучена трещиноватость верейского объекта Москудынского месторождения. С привлечением геолого-технологических показателей разработки получена прогнозная трещиноватость, на основе которой построена схема естественной трещиноватости. На площади залежи выявлены участки развития как поровых, так и трещиноватых коллекторов. В результате статистического анализа установлено влияние трещиноватости на эффективность пропантного гидроразрыва пласта. На основе линейного дискриминантного анализа разработана статистическая модель прогноза эффективности применения пропантного гидроразрыва пласта. Показано, что помимо естественной трещиноватости на результаты классификации объектов в наибольшей степени оказывают влияние удельный расход пропанта, пластовое давление, проницаемость удаленной зоны пласта и скин-эффект. На основе разработанной модели выделены перспективные для пропантного гидроразрыва добывающие скважины Москудынского месторождения.

Ключевые слова: литологический тип; карбонатный коллектор; естественная трещиноватость; рентгеновская томография; пропантный гидроразрыв пласта; дискриминантный анализ

Благодарность. Исследование выполнено в рамках государственного задания Минобрнауки РФ FSNM-2020-0027 на выполнение фундаментальных научных исследований на 2020 и плановый период 2021 и 2022 годов.

Принята: 30.11.2021

Онлайн: 28.02.2022

Опубликована: 27.12.2021

Введение. Одним из наиболее перспективных объектов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) являются каширо-верейские карбонатные отложения (К-В). Несмотря на длительную историю разработки, текущая выработка пластов К-В для большинства залежей не превышает 30 %. Это прежде всего связано с низкой эффективностью стандартных геолого-технических мероприятий (ГТМ) в условиях высоконеоднородных глинисто-карбонатных пластов. В последние десятилетия интенсификация добычи в карбонатных объектах связана с внедрением технологии гидроразрыва пласта (ГРП), которая массово применяется и на территории исследования. Существует

большое количество технологий ГРП и их модификаций, такие как стандартные кислотные и пропантные (КГРП и ПГРП), кислотно-пропантные [10, 16], массивованные, азотно-пенные и другие [3, 34]. В последнее десятилетие наибольшее применение для каширо-верейских объектов находит пропантный ГРП, который в условиях карбонатных коллекторов характеризуется значительными начальными приростами дебитов нефти и длительностью эффекта во времени [11, 26, 30].

Эффективность ГРП прежде всего зависит от геолого-физических условий залегания пластов, физико-химического состава пластовых флюидов и технологических параметров проведения ГРП. К основным технологическим показателям относятся объем, соотношение и концентрация кислот, количество, тип и концентрация расклинивающего агента, энергетическое состояние залежи, толщина и расчлененность пласта, неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород, азимут развития и геометрия трещины ГРП [13, 35]. Также немаловажным фактором, влияющим на эффективность ГРП, является наличие в геологическом разрезе разрабатываемых объектов естественной трещиноватости [29].

Научная новизна исследований обусловлена представлением каширо-верейских карбонатных отложений как сложного объекта с зонами развития коллекторов порового и трещиноватого типов. При этом некоторые участки развития коллекторов трещинного типа, содержащие запасы нефти, не учтены Государственным балансом РФ. Выявление трещиноватых нефтенасыщенных интервалов в совокупности с оптимизацией ГРП позволяют приобщить к процессу добычи дополнительные запасы нефти. В свою очередь, оптимизация проведения данной технологии возможна путем применения статистического анализа эффективности ГРП от комплекса геолого-технологических показателей, что в данной работе реализовано для пласта ВЗВ4 Москудынского месторождения с помощью многомерных статистических моделей.

Постановка проблемы. Для изучения влияния трещиноватости карбонатных пород на эффективность ГРП выбран верейский эксплуатационный объект ВЗВ4 Москудынского нефтяного месторождения. Действующий фонд объекта, находящегося на второй стадии разработки, составляет более 140 эксплуатационных скважин. Основная площадь залежи характеризуется ухудшенным энергетическим состоянием, пластовое давление находится ниже давления насыщения нефти газом. Верейский пласт характеризуется значительным количеством качественных исследований геофизических и гидродинамических методов и представительной коллекцией кернов, а также продолжительным опытом проведения кислотного (21 ГТМ) и пропантного (26 ГТМ) ГРП.

Верейский карбонатный пласт характеризуется высокой степенью неоднородности. Выделяемые, по данным геофизических исследований скважин (ГИС), коллекторы представлены известняками с различным диапазоном ФЕС. Коэффициент пористости K_p верейских коллекторов Москудынского месторождения при подсчете запасов нефти оценивается по кривой объемного водородосодержания W , определенной по данным нейтрон-нейтронного каротажа (ННК-т) с учетом поправки на глинистость пород и технические условия измерений в скважине. Предельные граничные значения K_p коллекторов пласта ВЗВ4 определены через динамическую пористость в 7 %. При выделении коллекторов прослои, характеризующиеся K_p меньше установленных граничных значений, в эффективные толщины не включались, в результате чего потенциальные запасы нефти данных интервалов не учитываются в Государственном балансе запасов РФ.

Между тем, по данным исследований керна, интервалы, характеризующиеся по ННК-т пористостью менее 7 %, могут также включать нефтенасыщенные пропластки, в том числе толщиной менее 0,2 м, что ниже чувствительности методов ГИС. Используемая в настоящее время упрощенная геолого-гидродинамическая модель верейской залежи не позволяет выделять породы всех литологических разностей, участвующих в фильтрации флюидов, применяя, в том числе, технологии учета анизотропии проницаемости пропластков [8, 14].

Методология. Согласно работам [7, 18], для сложнопостроенных карбонатных объектов территории исследования характерна связь между работой скважин и литофациальной неоднородностью пласта, что отражается на динамике работы скважин и энергетическом состоянии залежи. На рис. 1, а представлены керны верейских отложений в ультрафиолете, где серо-коричневым цветом выделяются нефтенасыщенные участки, фиолетовым – отсутствие нефтепроявлений. На основе

анализа исследований керна в геологическом разрезе можно выделить четыре литотипа карбонатных пород, отличающихся структурными особенностями и ФЕС.

Литотип 1 представлен высокопористыми карбонатами, для которых характерна интенсивная насыщенность во всем объеме образца рис.1. Интервалы геофизического разреза для данного литотипа по ГИС характеризуются $K_n > 20 \%$. Для литотипа 2 установлено чередование маломощных (по 3-10 см) пропластков высокопористых коллекторов и плотных пород (рис.1). Данные породы по ГИС также относятся к коллекторам и поставлены на Государственный баланс РФ. Ввиду недостаточной разрешающей способности приборов, интервалы пород с литотипом 2 интерпретируются по ГИС как однородные низкопористые коллекторы с K_n порядка 12 %.

Интервалы пород с литотипами 3 и 4 по ГИС интерпретируются как неколлекторы. Однако в низкопористых пропластках литотипа 3 присутствуют нефтепроявления (рис.1), которые при активном воздействии можно приобщить к процессу нефтедобычи. В плотных карбонатах (литотип 4) нефтепроявления полностью отсутствуют (рис.1).

Для оценки емкостного пространства горных пород проведены томографические исследования (рис.1, б), при которых наиболее темным участкам соответствуют вещества с наибольшей рентгеновской плотностью, а белым – с наименьшей. Метод рентгеновской томографии позволяет визуализировать структуру емкостного пространства образца и распределение пустот по размерам [5, 24, 27].

Первоначально томографические исследования были проведены на полноразмерном керне (100 мм), что позволило определить тип коллектора, оценить долю крупных пор, трещин и каверн в породе. Образцы для различных литотипов томографировались единично и попарно, по томограммам проводилась бинаризация порового пространства в отдельных участках со стороной 1×1 см, измерялось видимое на томограммах емкостное пространство с просветностью 0,2 мм и более.

Установлено, что для высокопористого коллектора (литотип 1) характерно развитие кавернозности, распределенной неравномерно. Видимая на томограммах K_n составила около 5 %. Для литотипа 2 пористость распределена неравномерно, наблюдаются слои с разной плотностью, для различных участков K_n составляет от 1 до 3 %. Керна из интервала с оценкой пористости по ГИС ниже граничных значений коллекторов (литотип 3) представлен плотным образцом. В пределах литотипа 3 установлены участки пониженной плотности, которые могут интерпретироваться как зоны разуплотнения, возможно – трещиноватости. Образец керна для литотипа 4 представлен плотной породой без признаков разуплотнения. В целом, для литотипов 3 и 4 ввиду низкого разрешения метода томографии на полноразмерном неэкстрагированном керне поры практически не различимы.

Рис.1. Керна различных литотипов на фотографиях в ультрафиолете (а) и по данным рентгеновской томографии (б)

Для увеличения разрешающей способности метода для каждого из литотипов изготовлены образцы меньшего размера в виде кубов со сторонами в 40 мм. Проведена длительная экстракция образцов, что позволило более детально изучить геометрию их пустотного пространства методом томографии, в результате предельное разрешение модели составило 0,065 мм. На рис. 1, б для выделенных литотипов представлены срезы из томограмм в плоскостях, параллельных направлению оси скважины.

По данным томографии, литотип 1 сложен пористо-кавернозным органогенным известняком, размеры каверн которого в диаметре достигают 3 мм. Оценка K_n видимой по томографии части емкостного пространства (диаметр не менее 0,065 мм) составила 9,7 %. Предельным случаем непроницаемых пород является литотип 4, сложенный плотным известняком, для которого K_n по томографии не превышает 0,2 %. На томограммах для литотипа 4 белым цветом отмечены включения с повышенной рентгеновской плотностью (рис. 1, б).

Литотипы 2 и 3 в отношении развития ФЕС могут рассматриваться как промежуточные. Для литотипа 2 выделены пористый и плотный участки, резкая граница между которыми соответствует поверхности напластования. Первый участок сложен пористо-кавернозным органогенно-детритовым известняком (литотип 2, желтый квадрат), диаметры крупных каверн достигают 0,6 мм. Емкостное пространство в породе распределено неравномерно, видимая по томографии K_n увеличивается в направлении границы от 1,5 до 3,9 %. Плотный тип сложен тонкозернистым известняком (литотип 2, синий квадрат) с K_n по томографии менее 0,2 %.

Литотип 3 также состоит из двух литологически разнородных частей. Потенциально проницаемый участок сложен известняком, пронизанным удлиненными прямыми игло- и веретеновидными порами, расположенными в породе разнонаправленно. Эти удлиненные поры (литотип 3, желтый квадрат) могут рассматриваться как элементы трещиноватости, их длина достигает 23 мм, а диаметр (раскрытость) – 0,6 мм, оценка K_n по томографии составила 1,8 %. Плотная часть сложена относительно однородным известняком ($K_n < 0,2$ %) с редкими изолированными участками разуплотнения диаметром 0,3-1 мм. Темно-серый оттенок на томограмме позволяет интерпретировать данные элементы именно как разуплотнения, а не емкостное пространство. Граница между участками округлая и нерезкая, что позволяет рассматривать породы с более высокими ФЕС как включения внутри слоя более плотного известняка.

Таким образом, в геологическом разрезе верейских отложений, помимо продуктивных пористо-кавернозных и непродуктивных плотных известняков, выделяются участки с широко развитой потенциальной трещиноватостью. В естественных геологических условиях, в зависимости от степени развития трещиноватости пород и технологических условий разработки, данные интервалы могут как участвовать, так и не участвовать в работе скважин. При проведении ГРП трещиноватые участки могут быть успешно приобщены к добыче нефти.

Построение статистической модели естественной трещиноватости пород верейского объекта Москудьинского месторождения. Исходя из опыта разработки, естественная трещиноватость горных пород должна формировать основные тренды развития трещин гидроразрыва, соответственно, определяя конечную эффективность ПГРП. Для территории исследования анализ возможностей интерпретации коллекторов трещиноватого типа показывает, что методы ГИС не в полной мере решают вопрос достоверного изучения трещиноватости коллекторов [22]. Значительно более информативны при решении данной задачи методы интерпретации кривых восстановления давления (КВД). В работах [8, 12, 17] выполнено сопоставление применимости различных методов обработки КВД с определением параметров трещиноватости карбонатных коллекторов. В результате сделаны выводы, что наиболее достоверны для решения этой задачи методы обработки КВД на основе модели Уоррена – Рута. При этом коллектор интерпретируется как трещиноватый в случае наличия на КВД двух параллельных линий и характерного перегиба между ними [9]. На основе анализа гидродинамических исследований (ГДИ) скважин методом КВД изучена трещиноватость объекта В3В4 Москудьинского месторождения.

В работах [28, 31, 36] рассмотрены теоретические вопросы влияния трещиноватости, а в более широком смысле – микроструктурных особенностей горных пород, на процессы разработки, показаны механизмы влияния стрессовых нагрузок на фильтрацию флюидов в горных массивах.

А именно, при снижении пластового и забойного давлений в процессе разработки уменьшается раскрытость естественных трещин, либо наблюдается их полное смыкание. В работе [21] для скважин, эксплуатирующих трещиноватые коллекторы, установлено уменьшение раскрытости трещин до 70 % при снижении пластового давления на 20 % от начального. В работе [15] приведены примеры интерпретации работы коллектора в скважине как трещиноватого в начальный период разработки, что подтверждается характерным видом КВД с выделением точки перегиба и двух параллельных линий. Через некоторый период работы скважины темп восстановления давления стал плавно затухающим, что свидетельствовало о смыкании трещин.

Таким образом, при проектировании разработки необходимо учитывать процессы вероятного снижения текущей трещиноватости при ухудшении энергетического состояния пласта. Учет в исследовании скважин зон пласта со сниженным пластовым давлением приводит к искажению информации о начальной трещиноватости пород. Поэтому из анализа исключались скважины, для которых ГДИ проводились на поздних этапах эксплуатации при значительном обводнении текущей продукции скважин. В результате обучающая выборка составила 36 скважин, для 18 из которых тип коллектора, по данным КВД, определен как трещиноватый, для других 18 – как поровый.

Определение типа коллектора по КВД для всех скважин принималось как имеющее наиболее высокую достоверность. Помимо этого, тип работы коллектора (поровый или трещиноватый) может быть оценен по косвенным признакам динамики работы скважин во времени (дебиты нефти и жидкости, обводненность), а также с учетом характеристик нефтяных пластов (толщины, ФЕС и др.). В отличие от результатов кондиционных КВД в начальный период разработки данная информация есть практически по всем скважинам, эксплуатирующим объект ВЗВ4. Поэтому ее учет в комплексе с результатами КВД значительно увеличивает достоверность конечных прогнозных решений.

Для всех скважин обучающей выборки были известны: абсолютная отметка кровли пласта ВЗВ4 $H_{кр}$, общая толщина пласта ВЗВ4 $H_{пл}$, нефтенасыщенная толщина h_n , коэффициент пористости по ГИС K_p , начальный дебит нефти после ввода скважины в эксплуатацию $Q_{н0}$, начальная обводненность W_0 . С учетом того, что в ряде случаев скважина выводится на постоянный режим работы с течением длительного времени, за начальный принимался дебит скважины через полгода работы после ввода в эксплуатацию. Для характеристики динамики изменения показателей разработки также анализировалась информация с шестого по двенадцатый месяцы работы скважины. При этом рассчитывались коэффициенты изменения дебита по нефти и обводненности соответственно:

$$\Delta Q_{н12} = \left(\sum_{i=7}^{12} \frac{Q_{ни}}{Q_{н(i-1)}} \right) / 6;$$

$$\Delta W_{12} = \left(\sum_{i=7}^{12} \frac{W_i}{W_{i-1}} \right) / 6,$$

где i – номер месяца работы скважины.

Задача заключалась в получении статистической многомерной модели, позволяющей определить на основе влияния геолого-технологических параметров тип коллектора в скважинах без проведения исследований КВД. При такой постановке задачи возможно использование различных методов статистического анализа. В последние годы в нефтяной отрасли большое распространение получили методы на основе нейронных сетей [20, 33], деревьев решений [23, 25] и др., использование которых основано на анализе массивов больших данных (Big Data). Однако, в условиях ограниченности количества объектов обучающей выборки (менее 50), алгоритмы машинного обучения менее эффективны, так как не предполагают контроля физичности полученных статистических моделей. По мнению авторов, в наибольшей степени в таких условиях информативен линейный дискриминантный анализ (ЛДА), для которого высокий уровень сходимости результатов прогноза с фактическими данными подтверждается работами [1, 6, 19]. Весомым преимуществом ЛДА является возможность контроля физичности построенных моделей путем анализа направленности коэффициентов (плюс или минус) в построенных линейных дискриминантных функциях (ЛДФ).

При этом в случае установления значимых противоречий статистическая модель может быть оперативно перестроена.

На предварительном этапе проведен анализ различий коллекторов порового и трещинного типа по средним значениям параметров. Результаты представлены в таблице.

Сравнение параметров поровых и трещиноватых коллекторов

Параметр	Поровый	Трещиноватый	t-критерий различия Стьюдента	Различия p
$H_{кр}$, м	$-907,2 \pm 4,8$	$-910,9 \pm 5,1$	2,22	0,03
$H_{пл}$, м	$16,4 \pm 0,6$	$16,3 \pm 0,8$	0,60	0,55
h_n , м	$4,7 \pm 1,0$	$4,3 \pm 0,9$	1,36	0,18
K_n , %	$21,6 \pm 3,0$	$20,2 \pm 2,7$	1,45	0,16
$Q_{н0}$, т/сут	$7,8 \pm 6,2$	$8,8 \pm 5,4$	-0,50	0,62
W_0 , %	$6,3 \pm 3,6$	$8,4 \pm 5,8$	-1,26	0,22
$\Delta Q_{н12}$, д.ед.	$1,011 \pm 0,063$	$0,945 \pm 0,085$	2,64	0,01
ΔW_{12} , д.ед.	$0,981 \pm 0,225$	$1,114 \pm 0,358$	-1,33	0,19

При сравнении с помощью t-критерия Стьюдента статистически значимыми оказались различия для показателей $H_{кр}$ ($p = 0,03$) и $\Delta Q_{н12}$ ($p = 0,01$). Соответственно, установлено, что трещиноватые коллекторы находятся гипсометрически ниже поровых, дебит нефти для трещиноватых коллекторов, в целом, снижается значительно быстрее, что подтверждается меньшими значениями $\Delta Q_{н12}$. Для других показателей также установлены различия, но с меньшими уровнями значимости (см. таблицу). В дальнейшем для комплексного учета всех показателей реализован метод ЛДА. В результате построения ЛДФ, разделяющая скважины по типу коллектора на поровые и трещиноватые, имеет следующий вид:

$$Z = 116,4 + 0,142H_{кр} + 0,463H_{пл} + 0,198h_n + 0,0025K_n - 0,1225Q_{н0} - 0,198W_0 + 9,208\Delta Q_{н12} - 2,017\Delta W_{12} \quad \text{при } R = 0,73.$$

При расчетном значении величины $Z > 0$ коллектор в скважине относится к поровому типу, при $Z < 0$ – к трещиноватому. В результате для обучающей выборки из 18 объектов трещиноватого типа верно ($Z < 0$) отнесено 89 % объектов, из 18 объектов порового типа верно ($Z > 0$) отнесено 83 % объектов.

Рис.2. Вероятностный график отнесения скважин по ЛДА к классам порового и трещиноватого коллектора

1 – трещинный коллектор; 2 – не ясно; 3 – поровый коллектор; 4 – результаты ЛДА для скважин обучающей выборки

Знаки коэффициентов для параметров в ЛДФ не противоречат физическому смыслу. Так, скважины с установленной по КВД трещиноватостью характеризуются меньшими нефтенасыщенными толщинами и более низкой пористостью по ГИС. При этом, за счет работы трещин для них в начальный период установлен больший дебит нефти, соответственно, при большей обводненности продукции. В процессе эксплуатации темп падения дебита нефти для скважин с трещинным коллектором выше в сравнении с поровым типом, что отражается в меньших значениях показателя $\Delta Q_{н12}$.

При увеличении критерия Z увеличивается вероятность $P(z)$ отнесения скважин к классу поровых коллекторов. Зависимость вероятности отнесения скважин к коллекторам порового и трещиноватого вида представлена на рис.2.

Соответственно, при $P(z) = 1$ коллектор ЛДФ с вероятностью, близкой к 100 %, интерпретируется как поровый, при $P(z) = 0$ – как трещиноватый, при $P(z) = 0,5$ отнесение к коллекторам данных типов можно считать равновероятным.

С учетом хорошей сходимости результатов прогноза на объектах обучающей выборки, прогнозная модель оценки естественной трещиноватости применена для скважин Москудьинского месторождения с отсутствием кондиционных исследований КВД. При условии $P(z) > 0,70$ ($Z > 0,40$) коллектор оценивался как поровый, при $P(z) < 0,30$ ($Z < -0,40$) – как трещиноватый, при $P(z)$ от 0,30 до 0,70 тип коллектора по ЛДФ считался достоверно не установленным (рис.2). В результате участки для 22 скважин отнесены к поровому коллектору, для 41 скважины – к трещиноватому, для 12 скважин вывод о типе коллектора по ЛДФ не ясен. По полученным прогнозным данным построена схема естественной трещиноватости объекта исследования, фрагмент которой представлен на рис.3.

Из полученной схемы видно, что по площади залежи установлены участки развития поровых и трещиноватых коллекторов. Зональный характер их распределения косвенно подтверждает удовлетворительные результаты применения ЛДА при оценке трещиноватости.

Анализ влияния естественной трещиноватости на эффективность пропантного ГРП. Для территории исследования при ПГРП применяется жидкость разрыва на водной основе со стандартной загрузкой полимера 3,0 кг/м³ и вязкостью линейного геля от 18,6 до 20,8 мПа·с (при 21 °С). Время полного распада сшитого геля составляет 3-6 ч. Согласно лабораторным исследованиям, степень восстановления проводимости пропантной пачки после распада геля превышает 65 %. Во всех случаях при ПГРП использовался алюмосиликатный пропант фракции 16/20 марки BORPROP, соответствующий требованиям ГОСТ P51761-2013. Технологические свойства пропанта и жидкости разрыва в скважинах с ПГРП можно считать постоянными, что позволяет предположить их одинаковое влияние на эффективность ГТМ. Достоверный прогноз давлений закачки и разрыва при проведении ПГРП, как правило, проблематичен и производится с высокой долей погрешности. Таким образом, при анализе эффективности ПГРП наиболее информативными технологическими параметрами являются удельный к вскрытой нефтенасыщенной толщине расход пропанта и объем закачиваемой жидкости.

Согласно теоретическим представлениям, наличие естественной трещиноватости увеличивает неоднородность характеристик пласта-коллектора. Максимальная эффективность от ГТМ достигается, в идеальном случае, когда трещина ГРП распространяется перпендикулярно сети естественных трещин. Вместе с тем в реальном пласте трещины при ГРП развиваются преимущественно в направлении максимальных горизонтальных напряжений, т.е. параллельно естественной трещиноватости [2, 4, 32]. Это в некоторой степени снижает потенциальный эффект от проведения ГРП в трещиноватых коллекторах. Вместе с тем необходимо отметить, что для объекта ВЗВ4 Москудьинского месторождения отсутствуют исследования методом волнового акустического кросс-дипольного каротажа ВАК-Д и микросейсмического мониторинга. Соответственно, контроль геометрических параметров трещин при ГРП на объекте исследования к настоящему времени не проводился.

Для оценки сравнительной эффективности ПГРП в коллекторах порового и трещиноватого типа проведено статистическое сравнение геолого-технологических показателей разработки. В результате значимых различий в средних начальных приростах дебитов нефти после ПГРП не установлено,

Рис.3. Фрагмент схемы естественной трещиноватости южной части верейской залежи Москудьинского месторождения

- 1 – поровый коллектор по модели Уоррена – Рута; 2 – трещиноватый коллектор по модели Уоррена – Рута; 3 – поровый коллектор по статистической модели; 4 – трещиноватый коллектор по статистической модели; 5 – неоднозначный прогноз; 6 – кислотный ГРП; 7 – пропантный ГРП; 8 – зона порового коллектора; 9 – зона трещиноватого коллектора; 10 – скважина

Рис. 4. Динамика изменения коэффициента продуктивности по жидкости после проведения ПГРП в коллекторах порового и трещиноватого типа

1 – поровый; 2 – трещиноватый

не установлено, начальный прирост ΔQ_{n0} в обоих случаях в среднем составляет около 8 т/сут. Однако, если для коллекторов порового типа дебит по нефти стабилен и по истечении 40 месяцев ΔQ_{n40} также близок к 8 т/сут, то для трещиноватого коллектора за этот же период он снижается до 5 т/сут. На рис. 4 представлена динамика средних коэффициентов продуктивности по жидкости $K_{\text{прод}}$ для различных типов коллектора после проведения ПГРП. Для трещиноватых участков при несколько более высоких начальных значениях (27,1 против 19,4 м³/сут·МПа) наблюдается резкое снижение $K_{\text{прод}}$ в первые пять месяцев после ПГРП. В результате через 40 месяцев для коллекторов порового типа $K_{\text{прод}}$ более чем в два раза превышает значение для трещиноватых участков (15,0 против 6,2 м³/сут·МПа).

Таким образом, при реализации ЛДА использовались следующие геолого-технологические параметры, наиболее влияющие на эффективность ПГРП: тип коллектора Т (1 – для порового; 2 – для трещиноватого типа; 1,5 – при неясной оценке); пластовое давление до ПГРП $P_{\text{пл}0} = 3,29-9,88$ МПа; скин-эффект до ПГРП $S_0 = -5,8-6,0$ д.ед.; коэффициент проницаемости удаленной зоны пласта (УЗП) до ПГРП $k_{\text{узп}} = 0,0124-0,4502$ мкм²; расход жидкости при ПГРП $q_w = 3,5-4,0$ м³/мин; удельный расход пропанта на метр вскрытой нефтенасыщенной толщины $m/h_n = 6,3-11,5$ т/м; общий объем закачанной жидкости разрыва $V_{\text{жр}} = 123,1-175,9$ м³.

В результате получена ЛДФ, имеющая следующий вид:

$$Z = -2,261 + 0,627T - 0,534P_{\text{пл}0} - 0,203S_0 - 5,505k_{\text{узп}} + 2,614q_w - 0,621\frac{m}{h_n} + 0,00036V_{\text{жр}}$$

при $R = 0,74$.

С уменьшением критерия Z увеличивается вероятность $P(z)$ отнесения ПГРП на скважине к классу успешных. При расчетном значении $Z < -0,3$ $P(z)$ превышает 0,70, и мероприятие может быть рекомендовано к реализации. При расчетном значении $Z > 0,5$ $P(z) < 0,30$ прогноз эффективности ПГРП на скважине негативен. При Z от $-0,3$ до $0,5$ однозначный прогноз об успешности ПГРП дать затруднительно.

Анализ показывает, что, помимо естественной трещиноватости, на результаты классификации ЛДА в наибольшей степени оказывают влияние: удельный расход пропанта, пластовое давление, проницаемость УЗП и скин-эффект до ГРП. Знаки коэффициентов (плюс или минус) для всех параметров в ЛДФ соответствуют их физическому смыслу. В поровых коллекторах эффективность ПГРП выше ввиду потенциально большего подключения ранее недренируемых пропластков. Большие величины пластового давления и проницаемости увеличивают потенциальные приросты дебита нефти после мероприятия. В результате проведения ПГРП создается высокопроводящий канал между скважиной и УЗП, что позволяет снизить влияние кольтматации призабойной зоны пласта, способствуя дополнительному приросту дебита после ГТМ в скважинах с высоким скин-эффектом.

Увеличение удельного расхода пропанта повышает дебит за счет закрепления пропантом не только ближайшей зоны коллектора, но и более удаленных участков. Напротив, повышение расхода жидкости разрыва и объема закачиваемой жидкости могут оказывать негативное влияние на эффективность ГТМ ввиду повышения вероятности интенсивного развития вертикальных трещин ГРП за пределы продуктивного разреза с разрывом глинистых перемычек пласта.

Ряд параметров ЛДФ характеризует текущие геолого-технологические условия скважины ($T, P_{\text{пл}0}, S_0, k_{\text{узп}}$), непосредственно перед проведением ГТМ их изменение проблематично. Путем

организации закачки можно относительно оперативно изменить пластовое давление на участке залежи. Показатели q_w , m/h_n , $V_{жр}$ определяют дизайн ПГРП и в конечном итоге – технологическую эффективность. Вместе с тем, усложнение дизайна ГРП значительно влияет на его себестоимость, снижая экономические показатели проекта.

Полученная ЛДФ применена при прогнозе эффективности ПГРП для скважин 335 (западная зона на рис.3), 2144 (восточная часть залежи) и 2034 (восточная зона на рис.3) Москудьинского месторождения. Для рассмотренных скважин, ввиду их технологических особенностей и низкой эффективности жидкости разрыва (в среднем 26 %), расход жидкости разрыва в расчетах принимался равным $3,8 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Скважина 335 при текущем $P_{пл0} = 5,8 \text{ МПа}$ характеризуется высоким скин-эффектом ($S_0 = 2,6$), вследствие чего ПГРП прогнозируется успешным при достаточно низком удельном расходе пропанта (m/h_n не менее $6,4 \text{ т/м}$) и объеме жидкости разрыва ($V_{жр}$ не более 155 м^3).

Скважина 2144 находится на участке с повышенной энергетикой пласта ($P_{пл0} = 8,3 \text{ МПа}$), благодаря чему ПГРП прогнозируется успешным при m/h_n не менее $7,0 \text{ т/м}$ и $V_{жр}$ не более 150 м^3 . В обоих случаях низкий расход пропанта и небольшой объем жидкости разрыва значительно снижает себестоимость ГТМ, что делает в текущих условиях проведение ПГРП на данных скважинах приоритетным.

Для скважины 2034 наиболее критичным является низкое текущее $P_{пл0}$, равное $5,1 \text{ МПа}$. При этом, согласно разработанной модели, требуется расход пропанта более $11,5 \text{ т/м}$ при объеме жидкости разрыва около 290 м^3 . Столь высокие значения m/h_n и $V_{жр}$ являются предельными при ПГРП, приводя к дополнительным материальным затратам, непропорциональному увеличению эффективности ГТМ. С учетом этого, при планировании ПГРП на скважине целесообразно организовать очаг закачки, увеличив $P_{пл0}$ до 8 МПа , после чего рекомендуемая величина m/h_n снизится до приемлемых 9 т/м , а $V_{жр}$ – до 200 м^3 . В целом, ПГРП на скважине 2034 оценивается как высокозатратное с неоднозначной оценкой экономической эффективности.

Заключение. Результаты проведенных исследований показали сложное строение глинисто-карбонатных каширо-верейских отложений, с выделением четырех различных литотипов карбонатных пород. Установлено присутствие в геологическом разрезе нефтенасыщенных интервалов, неучтенных Государственным балансом РФ, которые могут быть приобщены к процессу нефтедобычи.

В результате проведенного статистического анализа для объекта ВЗВ4 Москудьинского месторождения построена схема естественной трещиноватости пород, которая влияет на эффективность ПГРП. Определяющее влияние на эффективность также оказывают пластовое давление, проницаемость удаленной зоны пласта, скин-эффект, удельный расход пропанта. С учетом этого разработана многомерная статистическая модель прогнозирования эффективности ПГРП, на основе которой выделены перспективные для данной технологии скважины Москудьинского месторождения и предложен оптимальный дизайн ПГРП.

ЛИТЕРАТУРА

1. Альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта вытеснения / А.Х.Шахвердиев, Ю.В.Шестопалов, И.Э.Мандрик, С.В.Арефьев // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 118-123. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-118-123
2. Геомеханические характеристики терригенных продуктивных объектов нефтяных месторождений Западного Урала / Ю.А.Кашников, Д.В.Шустов, А.Э.Кухтинский, С.А.Кондратьев // Нефтяное хозяйство. 2017. № 4. С. 32-35. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-4-32-35
3. Гидравлический разрыв карбонатных пластов / В.Г.Салимов, Н.Г.Ибрагимов, А.В.Насыбуллин, О.В.Салимов. М.: Нефтяное хозяйство, 2013. 472 с.
4. Зенченко Е.В. Лабораторное моделирование гидроразрыва пласта и сопутствующих процессов / Е.В.Зенченко, М.А.Тримонова, С.Б.Турунтаев // Нефтяное хозяйство. 2019. № 10. С. 68-71. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-10-68-71
5. Исследование смачиваемости коллекторов нефтяных месторождений методом рентгеновской томографии керна / А.А.Ефимов, Я.В.Савицкий, С.В.Галкин и др. // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2016. № 4. С. 55-63. DOI: 10.5510/OGP20160400298

6. Кочнев А.А. Анализ влияния геолого-технологических показателей на эффективность технологии радиального бурения на примере эксплуатационных объектов Пермского края / А.А.Кочнев, В.И.Зотиков, С.В.Галкин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329. № 12. С. 20-29. DOI: 10.18799/24131830/2018/12/16
7. Лядова Н.А. Оценка эффективности системы заводнения турнейско-фаменской залежи Маговского месторождения / Н.А.Лядова, В.А.Демченко // Недропользование. 2020. Т. 20. № 3. С. 242-252. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.3.5
8. Мартюшев Д.А. Совершенствование геолого-гидродинамической модели карбонатного нефтяного объекта путем учета параметра анизотропии проницаемости // Записки Горного института. 2020. Т. 243. С. 313-318. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.313
9. Мартюшев Д.А. Сравнительный анализ методик Уоррена – Руга и Полларда на примере месторождений севера Соликамской депрессии // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 9. С. 60-63.
10. Неполимерный регулятор вязкости (вязкоупругое поверхностно-активное вещество) для кислотно-проппантного гидроразрыва пласта / А.В.Елсуков, А.И.Шипилов, Е.В.Крутихин и др. // Нефтепромысловое дело. 2019. № 10 (610). С. 18-23. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-10(610)-18-23
11. Новокрещенных Д.В. Направления повышения эффективности гидроразрыва пласта в карбонатных отложениях месторождений Республики Коми и Ненецкого автономного округа / Д.В.Новокрещенных, А.В.Распопов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2020. Т. 20. № 2. С. 175-181. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.7
12. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин / С.С.Черепанов, И.Н.Пономарева, А.А.Ерофеев, С.В.Галкин // Нефтяное хозяйство. 2014. № 2. С. 94-96.
13. Опыт проведения проппантного гидроразрыва пласта в карбонатных коллекторах месторождений Пермского края / С.А.Кондратьев, А.А.Жуковский, Т.С.Кочнева, В.Л.Малышева // Нефтепромысловое дело. 2016. № 6. С. 23-26.
14. Особенности учета анизотропии проницаемости в гидродинамической модели / Р.И.Ермеков, В.П.Меркулов, О.С.Чернова, М.О.Коровин // Записки Горного института. 2020. Т. 243. С. 299-304. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.299
15. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин Озерного месторождения / В.А.Мордвинов, Д.А.Мартюшев, Т.С.Ладейщикова, Н.П.Горланов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. Т. 14. № 14. С. 32-38. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.4
16. Перспективы проведения комбинированного проппантно-кислотного гидравлического разрыва пластов в АО «Самаранефтегаз» / А.Н.Парфенов, А.Е.Летичевский, А.Н.Никитин и др. // Нефтяное хозяйство. 2015. № 11. С. 52-55.
17. Пономарева И.Н. Оценка достоверности определения фильтрационных параметров пласта на основе анализа добычи и кривых стабилизации давления / И.Н.Пономарева, Д.А.Мартюшев // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 111-113. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-111-113.
18. Путилов И.С. Комплексный прогноз фаций турнейских карбонатных отложений на разрабатываемых месторождениях Верхнекамской впадины на основе сейсморазведки 3D / И.С.Путилов, С.В.Ладейщиков, Е.Е.Винокурова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 4. С. 21-25.
19. Путилов И.С. Способ прогноза эффективных толщин пластов визейских терригенных отложений на основе пошагового дискриминантного анализа и геостатистического моделирования / И.С.Путилов, Е.В.Пятунина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 1. С. 29-32.
20. Редикulyцев С.А. Использование метода нейронных сетей для прогноза параметров работы скважины после проведения ГРП / С.А.Редикulyцев, А.В.Липлянин, А.О.Палий // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина. 2010. № 1 (258). С. 33-37.
21. Черепанов С.С. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральяского краевого прогиба / С.С.Черепанов, Д.А.Мартюшев, И.Н.Пономарева // Нефтяное хозяйство. 2013. № 3. С. 62-65.
22. Шумилов А.В. Анализ существующих и разработка новых программных комплексов обработки и интерпретации информации о геофизических исследованиях скважин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2019. Т. 19. № 2. С. 162-174. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.2.6
23. A random forests-based sensitivity analysis framework for assisted history matching / A.Aulia, D.Jeong, I.M.Saaid et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 181. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106237
24. An insight into pore-network models of high-temperature heat-treated sandstones using computed tomography / B.Mahanta, V.Vishal, P.G.Ranjith, T.N.Singh // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2020. Vol. 77. № 1032274. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103227
25. An integrated closed-loop solution to assisted history matching and field optimization with machine learning techniques / Zhi Chai, A.Nwachukwu, Y.Zagayevskiy et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 198. № 108204. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108204
26. Comparative Study of Acid Fracturing and Propped Hydraulic Fracturing for a Tight Carbonate Formation / A.Suleimenova, X.Wang, D.Zhu, A.D.Hill // SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and Exhibition held, 30 May – 2 June 2016, Vienna, Austria. OnePetro, 2016. SPE-180114-MS. DOI: 10.2118/180114-MS
27. Estimation of heterogeneity of Oil & Gas field carbonate reservoirs by means of computer simulation of Core X-Ray Tomography data / A.A.Efimov, S.V.Galkin, Y.V.Savitsky, V.I.Galkin // Ecology, Environment and Conservation. 2015. Vol. 21. P. 79-85.
28. Experimental investigation of the effect of compliant pores on reservoir rocks under hydrostatic and triaxial compression stress states / H.Yu, K.Ng, D.Grana, J.Kaszuba, V.Alvarado, E.Campbell // Canadian Geotechnical Journal. 2019. Vol. 56. № 7. P. 983-991. DOI: 10.1139/cgj-2018-0133
29. Kolawole O. Interaction between hydraulic fractures and natural fractures: Current status and prospective directions / O.Kolawole, I.Ispas // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2020. Vol. 10. Iss. 4. P. 1613-1634. DOI: 10.1007/s13202-019-00778-3.

30. Laboratory Measurement of Hydraulic-Fracture Conductivities in the Barnett Shale / J.Zhang, A.Kamenov, D.Zhu, A.D.Hill // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 4-6 February 2013, The Woodlands, Texas, USA. OnePetro, 2013. SPE-163839-PA. DOI: 10.2118/163839-MS
31. Pimienta L. Hydro-mechanical coupling in porous rocks: Hidden dependences to the microstructure? / L.Pimienta, B.Quintal, E.Caspari // Geophysical Journal International. 2021. Vol. 224. Iss. 2. P. 973-984. DOI: 10.1093/gji/ggaa497
32. Taleghani A.D. How natural fractures could affect hydraulic-fracture geometry / A.D.Taleghani, J.E.Olson // SPE Journal. 2014. Vol. 19. Iss. 1. P. 161-171. DOI: 10.2118/167608-PA
33. Turgay E. Artificial Intelligence Applications in Reservoir Engineering: A Status Check / E.Turgay, S.Qian // Energies. 2019. Vol. 12. Iss. 15. № 2897. DOI: 10.3390/en12152897
34. Ugursal A. Development of Acid Fracturing Model for Naturally Fractured Reservoirs / A.Ugursal, D.Zhu, A.D.Hill // SPE Production & Operations. 2019. Vol. 34. Iss. 4. P. 735-748. DOI: 10.2118/189834-PA
35. Vincent M.C. The next opportunity to improve hydraulic fracture stimulation // Journal of Petroleum Technology. 2012. Vol. 64. Iss. 3. P. 118-127. DOI: 10.2118/144702-JPT
36. Zhang L. A rock-physics model to determine the pore microstructure of cracked porous rocks / L.Zhang, J.Ba, J.M.Carcione // Geophysical Journal International. 2020. Vol. 223. Iss. 1. P. 622-631. DOI: 10.1093/gji/ggaa327

Авторы: **А.С.Вотинов**, инженер 1-й категории, <https://orcid.org/0000-0003-2421-6212> (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия), **В.В.Середин**, д-р геол.-минерал. наук, профессор, <https://orcid.org/0000-0002-9234-7831> (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия), **И.Ю.Колычев**, канд. тех. наук, научный сотрудник, <https://orcid.org/0000-0002-3028-7642> (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия), **С.В.Галкин**, д-р геол.-минерал. наук, профессор, dos_galkin@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-7275-5419> (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.