

Оценка тектонической трещиноватости по данным разномасштабных геофизических исследований

Assessing the role of natural fracturing by multiscale geophysical investigation

D.K. Nourgaliev, I.I. Nugmanov, E.V. Nugmanova,
E.A. Yachmeneva, K.M. Karimov
(Kazan (Volga Region) Federal University, RF, Kazan)

E-mail: IImir.Nugmanov@kpfu.ru

Key words: world stress map, hydraulic fracturing, microseismic monitoring, well logging, fracture, remote sensing

The article presents an estimation of tectonic fracturing role in terrigenous and carbonate blocks containing hydrocarbon deposits. Geological and geophysical datasets of different scale were used to characterize the fracturing of rocks. The good convergence is found between the orientation of natural fracturing by formation microimagers in wells, three-dimensional surface seismic survey, microseismic monitoring of hydraulic fracturing propagation and regional lineament analysis by satellite imagery. The article contains examples of comparison between the direction of maximum horizontal stress axis and stress state and the direction of horizontal wells and fluid flow. New factors of unsuccessful multistage hydraulic fracturing operations in carbonate rocks are considered in the context of natural fracturing systems' kinematics. Complex data analysis of the fracturing at different scales allowed to divide fracturing systems basing on the kinematics. It is shown that the method of structural and geomorphic lineament analysis detected on the satellite images allows to determine the orientation of regional stress field axes for the platform areas with small number of geological outcrops. It is found that during the hydraulic fracturing the main fracture is developed following the system of tectonic fractures and the propagation of the fracture tip is not linear - the fracturing follows both the shear and tensile cracks. It is suggested that the reorientation of the principal stress axes within one field is associated with gently sloping low-amplitude tectonic deformation. The main fundamental conclusion obtained as a result of studies is a justification of the leading role of modern tectonic stress field in the fracturing kinematics. The practical conclusion is a necessity of a selective stimulation of fractured rock blocks to achieve the maximum production for the redeveloped of all fields.

Понимание современного стресс-состояния (stress-station), или поля тектонических напряжений, необходимо в настоящее время не только для решения фундаментальных проблем геодинамики Земли [1], но и (в прикладном аспекте) для построения геомеханических моделей массивов горных пород [2, 3]. Последние часто являются резервуарами для полезных ископаемых. В работах [4, 5] сформулировано современное представление о stress-sensitive reservoirs как понятии, имеющим непосредственное применение к резервуарам углеводородов и характеризующим связь проницаемости (гидродинамическая составляющая) с тектоническим напряжением (геомеханическая составляющая) на протяжении истории разработки месторождения на микро- и макроуровнях. Как отмечает J.C. Lorenz [5], указанная зависимость известна достаточно давно и находит подтверждение в экспериментах по измерению проницаемости образцов керн в условиях приложения различного обжимного давления. Однако вопросы масштабирования подобных

Д.К. Нурғалиев, Д.Г.-М.Н.,
И.И. Нугманов, К.Г.-М.Н.,
Е.В. Нугманова, К.Г.-М.Н.,
Е.В. Ячменёва,
К.М. Каримов, Д.Г.-М.Н.,
(«Казанский (Приволжский)
Федеральный университет»)

Адреса для связи: IImir.Nugmanov@kpfu.ru,
Danis.Nurgaliev@kpfu.ru,
Ekaterina.Eronina@kpfu.ru

Ключевые слова: глобальное поле напряжений, гидравлический разрыв пласта, микросейсмический мониторинг, геофизические исследования скважин, трещина, дистанционное зондирование

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (проект № 02.G25.31.0131).

эффектов в область межскважинного пространства или на уровень месторождения в настоящее время являются малоизученными, и их решение предсказать сложно [6]. В работе [4] тектоночувствительный эффект характеризуется как положительный или отрицательный в зависимости от того, как реагирует на него естественная трещиноватость в массиве – происходит раскрытие трещин и увеличение проницаемости или наоборот закрытие и запечатывание трещин, что обуславливает образование трудноизвлекаемых запасов.

Объекты исследования

Объекты исследования – месторождения нефти – расположены в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и приурочены к различным надпорядковым тектоническим элементам Печорской плиты (рис. 1). Терригенные коллекторы в стратиграфическом отношении приурочены к среднедевонско-нижнефранскому комплексу пород, карбонатные – к верхнеордовикско-нижнедевонский комплексу. Поскольку литологическая характеристика и стратиграфическая полнота геологического разреза сильно различаются для тектонических элементов Печорской плиты, на рис. 2 представлена схема стратиграфической приуроченности нефтегазоносности Тимано-Печорской провинции, ограниченная отложениями девонской системы в пределах объектов исследования [7].

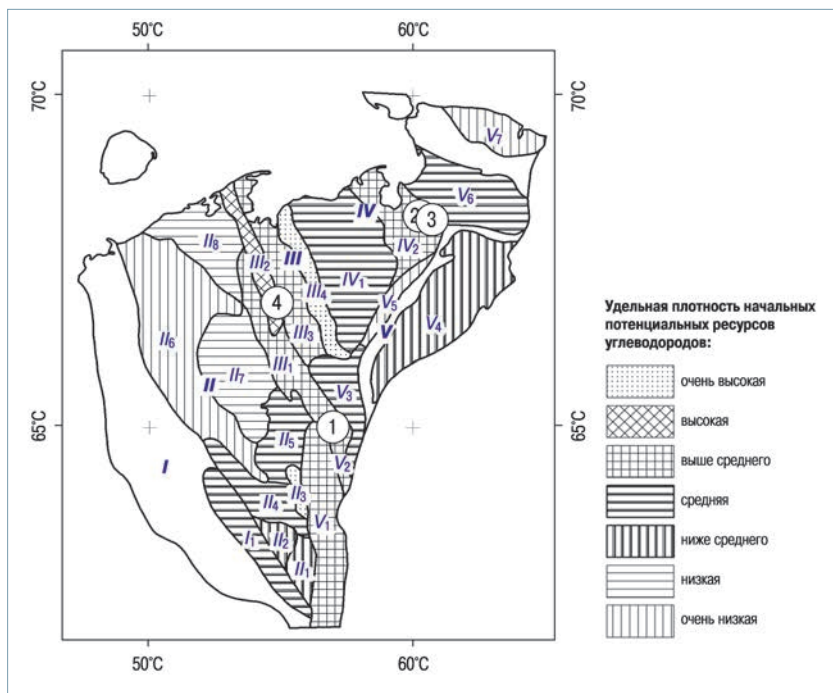


Рис. 1. Нефтегазоносное районирование Тимано-Печорской провинции (римские цифры в кружках – объекты исследования):

нефтегазоносные области: I – Тиманская; II – Ижма-Печорская; III – Печеро-Колвинская; IV – Хорейвер-Мореюская; V – Северо-Предуральская; нефтегазоносные районы (НГР): I₁ – Ухто-Ижемский; II₁ – Джебольский; II₂ – Омра-Сойвинский; II₃ – Мичаю-Пашнинский; II₄ – Велью-Тэбукский; II₅ – Верхнелжско-Лемъюский; II₆ – Тобышский; II₇ – Брыкаланский; II₈ – Малоземельско-Колгуевский; III₁ – Кыртаельско-Печерогородский; III₂ – Шапкино-Юрьянинский; III₃ – Лайско-Лодминский; III₄ – Колвинский; IV₁ – Хорейверский; IV₂ – Ворандей-Адзвинский; V₁ – Верхнепечорский; V₂ – Среднепечорский; V₃ – Большесынинский; V₄ – Косью-Роговской; V₅ – Хоседаюский; V₆ – Коротаихинский; V₇ – Карский

ми нефти, претерпели существенные диагенетические преобразования и являются плотными низкопористыми разностями.

По данным работы [8] для рассматриваемого стратиграфического интервала нефтеносности характерны повышенные и аномально высокие (АВПД) пластовые давления, значительная трещиноватость горных пород и отсутствие заметного разуплотнения в зонах АВПД. Кроме того, сложное геологическое строение разреза обусловлено разновозрастными системами разрывных нарушений. На структурообразующую и миграционную роль разломов различной кинематики и геологического возраста в формировании месторождений углеводородов указывают результаты работ [9, 10]. Большинство исследователей этого региона [11, 12] связывают подобные явления с высокой геодинамической активностью структурных элементов Печорской плиты, начавшейся на границе пермского и триасового периодов и обусловившей коллизию Восточно-Европейского и Сибирского континентов – образование Уральских гор и Предуральского краевого прогиба. Конец коллизионной стадии ознаменовался изменением в региональном наклоне Печорского бассейна седиментации в сторону Арктического океана и окраинных морей [10].

| Система | Отдел | Ярус, подъярус | Горизонт | Кыртаельско-Печерогородский НГР | Шапкино-Юрьянинский НГР | Ворандей-Адзвинский НГР | |
|------------------|-------------------------------|--------------------------------|-----------------|---------------------------------|-------------------------|-------------------------|---|
| D | D ₃ | D ₃ f _{m1} | | | | ● | |
| | | D ₃ f ₃ | | | ● | | |
| | | D ₃ f ₂ | Доманиковский | | | | ▲ |
| | | | Саргаевский | | ▲ | | |
| | D ₃ f ₁ | Тиманский | | ● | | ● | |
| | | Джьерский | | ● | ◎ | | |
| | D ₂ | D ₂ z _v | Яранский | | ● | | |
| | | | Старооскольский | | ● | ◎ | ● |
| | | D ₂ z _{ef} | Колвинский | | | | |
| | | | Омринский | | | | ● |
| | | | Кедровский | | | | |
| | Бийский | | | | | | |
| | D ₁ | D ₁ p | Койвенский | | | | ● |
| D ₁ l | | Овинпармский | | | | ● | |

Рис. 2. Схема стратиграфической приуроченности нефтегазоносности Тимано-Печорской провинции

На локальном уровне все изученные месторождения углеводородов приурочены к линейным антиклинальным складкам северо-западного простирания. Залежи как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах пластовые, сводовые, стратиграфически и тектонически экранированные. Массивы горных пород терригенного и карбонатного составов, которые являются коллектора-

ми нефти, претерпели существенные диагенетические преобразования и являются плотными низкопористыми разностями. По данным работы [8] для рассматриваемого стратиграфического интервала нефтеносности характерны повышенные и аномально высокие (АВПД) пластовые давления, значительная трещиноватость горных пород и отсутствие заметного разуплотнения в зонах АВПД. Кроме того, сложное геологическое строение разреза обусловлено разновозрастными системами разрывных нарушений. На структурообразующую и миграционную роль разломов различной кинематики и геологического возраста в формировании месторождений углеводородов указывают результаты работ [9, 10]. Большинство исследователей этого региона [11, 12] связывают подобные явления с высокой геодинамической активностью структурных элементов Печорской плиты, начавшейся на границе пермского и триасового периодов и обусловившей коллизию Восточно-Европейского и Сибирского континентов – образование Уральских гор и Предуральского краевого прогиба. Конец коллизионной стадии ознаменовался изменением в региональном наклоне Печорского бассейна седиментации в сторону Арктического океана и окраинных морей [10]. Таким образом, на неотектоническом и современном этапах тектонического развития Печорская плита представляет собой синеклизу – обширную, в целом опущенную структуру с преобладанием прогибов и впадин, особенно в северной части. На фоне отрицательной надпорядковой структуры выделены крупные поднятия. Сочетание высокоамплитудных положительных и отрицательных элементов формирует контрастный неотектонический облик синеклизы, которая по отношению к структуре поверхности фундамента и нижней части осадочного чехла является наложенной. В целом неотектонические структуры Печорской синеклизы имеют разломные ограничения Тиманского (СЗ), Полярноуральского (СВ), Субширотного и в меньшей степени Субмеридионального простираний [13].

Исходные данные и методика исследований

Задача исследований заключалась в сопоставлении геолого-геофизических данных, которые позволяют охарактеризовать трещиноватость массива горных пород, выявить разломную тектонику на поверхности и глубине, а также установить направление осей главных напряжений. В мировой практике нефтегазовой отрасли при анализе данных о глобальном и региональном полях тектонических напряжений используются данные проекта WorldStressMap (WSM) [14, 15]. Однако для территории России сервис WSM представляет собой «белое» пятно. В данной работе авторы использовали

карту неотектонических напряжений, представленную в работе [16]. Точность определения осей главных напряжений соответствует уровню С по ранговой шкале WMS, поскольку реконструкция поля напряжений проводилась на поверхности земли и/или в неглубоких выработках по геологическим индикаторам [17]. Тем не менее в условиях слабой геологической обнаженности платформенных территорий метод структурно-геоморфологического анализа [16] дает важную информацию. Он был применен авторами для реконструкции оси главного горизонтального напряжения S_{Hmax} по данным линейного анализа космических снимков Lansat 8.

В отличие от традиционного способа экспертного линейного анализа по отдельным участкам электромагнитного спектра или по цветосинтезированным композициям в работе использованы космические изображения, полученные при одинаковой геометрии съемки в разные времена года. Предпочтение отдавалось безоблачным изображениям, полученным в осенне-зимние и весенне-летние сезоны. Каждый набор каналов (девять каналов видимой и инфракрасной (ИК) частей спектра) был преобразован при помощи метода главных компонент. Затем были созданы цветосинтезированные композиты из наиболее информативных главных компонент разновременных снимков (обычно 1 и 2 главные компоненты). Такой подход позволил повысить визуальную информативность изображения, поскольку безоблачные осенне-зимние (поверхность земли покрыта снегом) снимки дают текстурный слепок рельефа, а весенне-летние (поверхность земли открытая или покрыта растительным покровом) характеризуют разницу во влагосодержании. Методика структурно-геоморфологического анализа предполагает дешифрирование не всех линейных элементов, а лишь тех, которые находятся в зоне влияния главного разлома.

В качестве информационной основы структурной модели (система мезоразломов) использованы результаты атрибутивного анализа инверсии данных сейсморазведки 3D. Этапы специальной обработки результатов сейсморазведки включали процедуры создания синтетических суммарных временных разрезов по данным сейсмического моделирования (с привлечением материалов геофизических исследований скважин и вертикального сейсмического программирования), кубов когерентности, амплитуд, импеданса, лучевую миграцию.

Данные скважинных микросканеров электрического пластового микроимиджера/дипольного волнового акустического каротажа (FMI/DSI) имелись лишь для одного месторождения в карбонатных коллекторах (см. рис. 1, объект исследования 2). Исследования пластовым микроимиджером FMI и с помощью волнового дипольного акустического каротажа (SonicScanner) выполнены в горизонтальном окончании скважины-кандидата для проведения многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП). Запись указанными приборами проведена в открытом стволе скважины, по глубине привязана к результатам гамма-каротажа. Во всех интервалах зарегистрированы данные хорошего качества, кроме интервалов с размытиями и неровностями стенки скважины, а также с затяжками прибора. Обработка данных микросканеров FMI/DSI осуществлялась в программном комплексе Techlog 2013. Наземный микросейсмический мониторинг

многостадийного ГРП в горизонтальных и/или вертикальных скважинах выполнен на всех объектах исследования. Методика обработки и интерпретации данных подробно представлена в работе [18].

Результаты исследования и их обсуждение

Подверженность массива горных пород трещиноватости определяется размером минеральных частиц и текстурой, а также пористостью матрицы породы [4]. Таким образом, независимо от литологического состава равномернозернистые низкопористые породы массивной текстуры, обладая высокими прочностными характеристиками и хрупким характером деформирования в условиях приложения тектонических напряжений (всестороннего сжатия на глубине), формируют трещиноватые массивы горных пород. Направление же трещиноватости определяется полем тектонических напряжений [7, 15]. Рассматриваемые в контексте работы породы-коллекторы являются частью естественно трещиноватых массивов горных пород.

Для терригенных коллекторов (см. рис. 1, объекты 1, 4) установлено, что направление естественной трещиноватости, определенное по данным площадных сейсморазведочных работ 3D и выраженное в виде сети разрывных нарушений, хорошо согласуется с результатами микросейсмического мониторинга развития трещин гидроразрыва. Согласно работам [6, 15] это отражает на стратиграфическом уровне локальное поле напряжений горных пород, в которых проведен ГРП (рис. 3). Как отмечено в работе авторов [8], ориентация трещин гидроразрыва является объективным индикатором современного напряженного состояния на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, дополняя региональную картину неотектонических напряжений, полученную методом структурно-геоморфологического анализа [16].

В отличие от терригенных коллекторов для объектов исследований в карбонатных массивах горных пород (см.

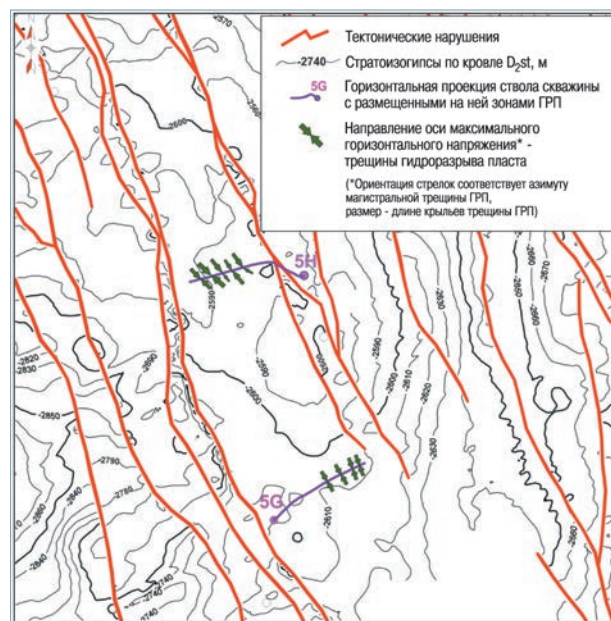


Рис. 3. Результаты сопоставления направлений тектонической трещиноватости для терригенных коллекторов (фрагмент структурной карты по кровле пласта D_2st)

рис. 3, объекты 2, 3) сейсморазведочными работами 3D не установлены существенные нарушения сплошности на волновых картинах и по результатам анализа сейсмических атрибутов на уровне отложений локховского горизонта нижнего девона (D_1l). Оба объекта исследования расположены в пределах линейных антиклинальных структур северо-западного простирания, а карбонатные породы коллектора могут считаться аналогами.

Для объекта исследования 2 (см. рис. 1), в пределах горизонтального участка скважины (кандидата для проведения многостадийного кислотного ГРП) выполнены исследования приборами DSI и FMI. Согласно классификации индикаторов тектонических напряжений и трещиноватости проекта WSM данные, полученные указанными приборами, отнесены к категории «А» – наиболее достоверных [14, 15].

На объектах 2 и 3 (см. рис. 1) проведены работы по наземному микросейсмическому мониторингу ГРП, в том числе в скважине с результатами интерпретации микроимиджеров. Характеристика регионального поля напряжений и геодинамическая обстановка формирования крупных разломов получены по результатам структурно-геоморфологического метода [16] по данным линейamentного анализа космических снимков (рис. 4).

Следует отметить, что теоретическая основа метода предполагает, что в платформенных условиях наиболее типичными являются разломы фундамента, формирующиеся в обстановке горизонтального сдвига; плоскости действия максимального S_{Hmax} и минимального S_{Hmin} сжатия горизонтальны и ортогональны; промежуточное главное напряжение ориентировано субвертикально S_v . Подобное допущение основано на воспроизводимости результатов физического и математического моделирования горизонтального сдвига [19].

Результаты сопоставления ориентации оси максимального горизонтального сжатия S_{Hmax} по данным структурно-геоморфологического метода (региональный масштаб) и данных микросейсмического мониторинга развития магистральной трещины ГРП (локальный масштаб) показывают высокую сходимость. Оперяющие основной разлом трещины скола и отрыва на космических снимках выражены линейаментами. По их парагенетическим ассоциациям восстановлены оси сжатия σ_3 , а также геодинамическая обстановка разломной зоны – горизонтальный сдвиг и горизонтальный сдвиг с дополнительным растяжением. По данным работы [20] линейamentный анализ и натурные замеры трещинова-

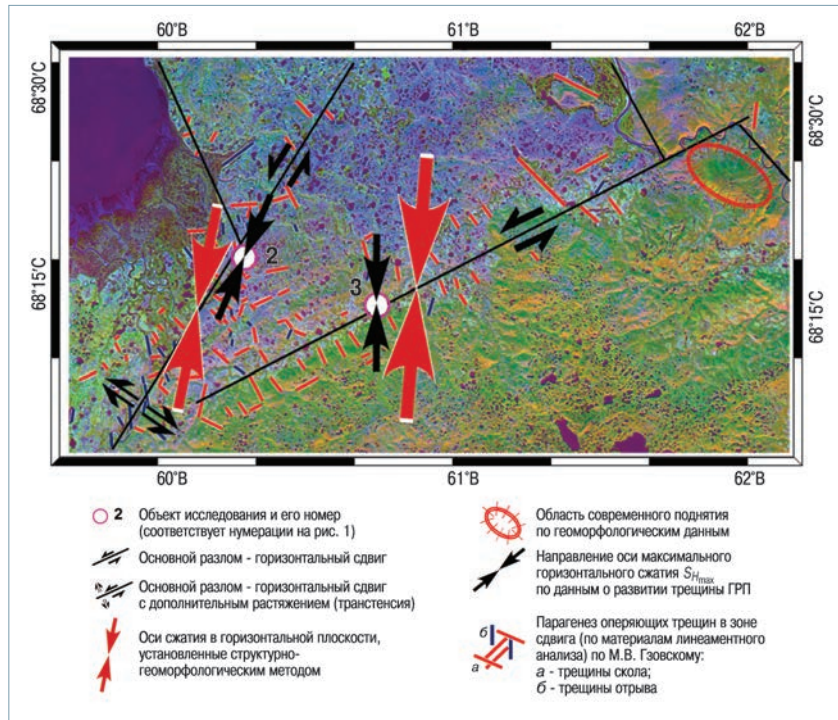


Рис. 4. Результаты сопоставления данных регионального и локального полей тектонических напряжений для карбонатных трещиноватых массивов

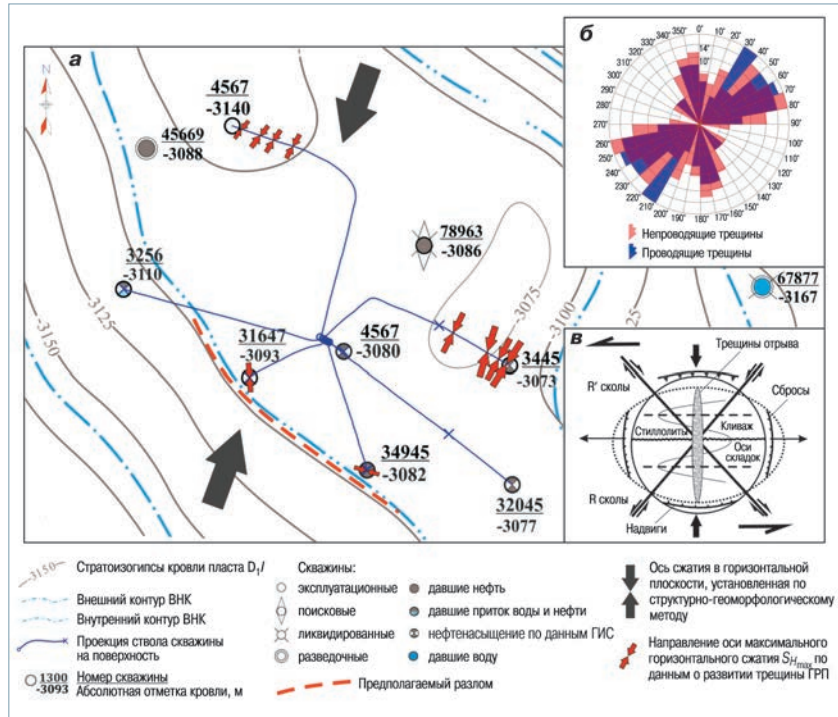


Рис. 5. Результаты сопоставления разномасштабных геолого-геофизических данных для карбонатного трещиноватого массива горных пород:

а – карта кровли пласта D_1l ; б – роза-диаграмма азимутов простирания трещин по данным FMI; в – схема структурного парагенеза горизонтального сдвига: соотношение сопряженных систем сколов, трещин отрыва, складок, кливажа, стилолитовых швов, надвигов и сбросов

тости в обнажениях объективно отражают региональное напряженное состояние и необходимы на этапе выбора скважин-кандидатов для проведения ГРП.

На рис. 5 представлены результаты сопоставления разномасштабных геофизических исследований для объекта 2. В пределах куста скважин выполнен максимальный комплекс исследований по определению трещиноватости и напряженного состояния карбонатного массива

горных пород локховского яруса нижнего девона D_1l . Результаты наземного микросейсмического мониторинга многостадийного ГРП в скв. 3445 и 4567 по определению азимута простирания магистральной трещины разрыва (совпадает с направлением S_{Hmax}) показали, что локальное напряженное состояние соответствует региональному полю напряжений (см. рис. 5, а). Это определено авторами по линеamentному анализу космических снимков (см. рис. 4) как геодинамический режим горизонтального сдвига с дополнительным растяжением.

Незначительный разброс в ориентации оси S_{Hmax} по данным микросейсмического мониторинга обусловлен процедурой определения среднего направления по облаку источников микросейсмической эмиссии [18]. Поскольку для источников микросейсмической эмиссии тип фокального механизма не определялся, можно предположить совместный вклад в облако зарегистрированных событий сейсмических сигналов от трещин отрыва и трещин сдвига. Возможность наземного микросейсмического мониторинга регистрации сигналов от трещин сдвига доказана в работе [6].

Сопоставление результатов микросейсмического мониторинга ГРП и данных о распределении трещин по имиджу FMI (см. рис. 5, б) позволяет сделать важное заключение: жидкость разрыва (брейкер – кислота) в процессе ГРП использует predeterminedенную систему трещин в карбонатных коллекторах [4, 6]. Направление трещиноватости, установленное в масштабе скважины (FMI), имеет не только околоскважинное (по результатам микросейсмического мониторинга ГРП – сотни метров), но и региональное (по результатам линеamentного анализа – десятки и сотни километров) распространение. Кроме того, после определения типа геодинамического напряженного состояния как горизонтального сдвига на основе данных о структурном парагенезе (см. рис. 5, в) совокупность трещин FMI была разделена на системы. Так, проводящие и непроводящие трещины с азимутами простирания $20-40^\circ$ (СВ) представляют собой трещины отрыва, а две системы трещин с азимутами простирания $50-80^\circ$ (СВ, В) и $160-180^\circ$ (ЮВ, Ю) соответственно являются сколами Риделя (сдвиги). Следует отметить, что проводящие трещины выражены меньшим интервалом разброса по азимутам простирания в отличие от непроводящих трещин. Указанные азимуты трещин даны для правого полуокружения розы-диаграммы трещиноватости; на левом полуокружении они отражены поворотом на 180° (см. рис. 5, б). Ось антиклинальной складки в пределах объекта 2 также соответствует структурному парагенезу горизонтального сдвига. Установлено, что в скв. 31647 и 34945 оси максимального горизонтального сжатия испытывают поворот и их ориентация отличается от регионального поля напряжений. Причиной подобных флуктуаций на локальном уровне является близость разлома, который приводит к переориентации оси S_{Hmax} параллельно его простиранию [15]. Допущение о наличии малоамплитудного разлома типа надвиг согласно парагенезу горизонтального сдвига (см. рис. 5, в) вполне обосновано. Во-первых, разломы указанного типа при малой амплитуде подвижки, пологом падении сместителя плохо идентифицируются по материалам сейсморазведки 3D; во-вторых,

разлом той же ориентации установлен по кровле локховского яруса D_1l на объекте-аналоге 3.

Как было указано ранее, проблема «тектоночувствительного эффекта» трещиноватых коллекторов заключается в различном влиянии напряженного состояния на раскрытость естественных трещин, а, следовательно, и проницаемость горных пород. В работе [20] на основе комплексной оценки трещиноватости в геологических обнажениях, по материалам дешифрирования аэрофотоснимков и лабораторных петрофизических исследований (азимутальные измерения скорости распространения акустических волн и проницаемости) ориентированных керновых образцов песчаника формации Clinton установлено, что направление максимальной проницаемости совпадает с ориентацией оси максимального горизонтального сжатия. В работе [15] приводятся сопоставления направления оси S_{Hmax} с направлением подземного флюидопотока для более чем 80 месторождений по всему миру (по истории разработки более 0,5 млн пар добывающих и нагнетательных скважин). Представленные результаты показывают соосность этих двух направлений. Кроме того, в работе [21] на основе численного математического моделирования механической устойчивости ствола глубоких горизонтальных скважин показано, что наиболее стабильным направлением бурения является направление, параллельное оси максимального горизонтального сжатия.

Для объекта 4 имелись данные об истории разработки на уровне терригенных коллекторов старооскольского горизонта среднего девона D_{2st} . Месторождение находится на ранней стадии освоения, большинство скважин с горизонтальным окончанием пробурено в 2010 г. и позже, при этом влияние системы поддержания пластового давления пренебрежимо мало. На рис. 6 показано, что ориентация ствола наиболее продуктивных скважин, работающих в фонтанном режиме параллельно оси максимального горизонтального сжатия, определенного по данным ГРП и линеamentного анализа, что не противоречит выводам, приведенным в работах [15, 20, 21].

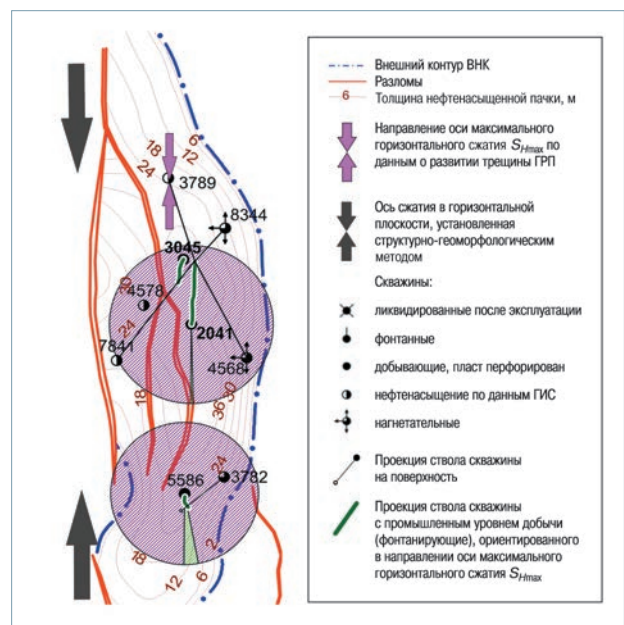


Рис. 6. Влияние поля тектонических напряжений на эффективность разработки нефтяного месторождения (объект 4)

Выводы

1. Основываясь на сопоставлении разномасштабных геолого-геофизических данных для терригенных и карбонатных трещиноватых массивов установлено, что локальное стресс-состояние соответствует региональному полю напряжений.

2. На нефтеперспективных территориях при отсутствии представительных данных о геодинамическом режиме недр использование структурно-геоморфологического метода анализа линейментов может дать базовые представления о региональном поле напряжений.

3. Наблюдаемая по ряду скважин переориентация оси максимального горизонтального сжатия по данным микросейсмического мониторинга ГРП может быть объяснена влиянием разлома, не выявленного по материалам площадной сейсмической разведки 3Д.

4. Для терригенных коллекторов сведения о локальном и региональном напряженном состоянии имеет решающее значение при разработке, поскольку от них зависят направление бурения глубоких скважин и направление флюидопотока.

Список литературы

1. Rebetsky Yu.L. Modern problem of tectonophysics // *Izvestia Physics of the Solid Earth*. – 2009. – V. 45 – N 11. – P. 931–935.
2. Henk A. Pre-drilling prediction of the tectonic stress field with geomechanical models // *First Break*. – 2005. – V. 23. – P. 53–57.
3. Finite Element Study of the Paleostress and Natural Fracture Development in the Bakken Formation, Nesson Anticline Area, North Dakota / P. Peng (et al.) // *Journal of Petroleum Science Research*. – 2014. – V. 3(4). – P. 197–208.
4. Shafiei A., Dusseault M.B. Natural Fractures Characterization in a Carbonate Heavy Oil Field // *ARMA 12-443*. – Presented at the 46th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium, 24–27 June 2012, Chicago, IL, USA.
5. Lorenz J.C. Stress-sensitive reservoirs // *SPE 50977*. – JPT. – 1999. – January. – P. 61–63.
6. Natural Fracture Characterization from Microseismic Source Mechanisms: A Comparison with FMI Data / J.E. Kilpatrick, L. Eisner (et al.) // Presented at SEG Annual Meeting, 2010, Denver. – P. 211.
7. Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т.1. Запад России и Урал. Кн. 1. Запад России / Ред. Б.В. Петров, В.П. Кириков. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2006. – 528 с.
8. Фенин Г.И., Травина Т.А., Чумакова О.В. Проблемы освоения залежей с повышенными и аномальными пластовыми давлениями на примере Инзырейского нефтяного месторождения Тимано-Печорской провинции // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2008. – Т.3. – № 3. – С. 1–9.
9. Данилов В.Н. Разломная тектоника и нефтегазоносность Тимано-Печорского осадочного бассейна // *Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сборник научных статей*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 86–96.
10. Храмов А.Н., Окнова Н.С. Пути исследования палеомагнитных записей с целью решения проблем нефтяной геологии (на примере Тимано-Печорской провинции) // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2007. – Т. 2. – № 2. – С. 1–14.
11. Малышев Н.А. Тектоника, эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов Европейского севера России // Екатеринбург: УрО РАН, 2002. – 270 с.
12. Тектоника Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (объяснительная записка к структурно-тектонической карте Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции), масштаб 1:1000000 / В.А. Дедеев, В.В. Юдин., В.И. Богацкий, А.Н. Шарданов // Сыктывкар: УрО РАН, 1989 – 27 с.
13. Цай Юнь Фэй. Линейменты Тимано-Печорского бассейна и их связь с размещением нефтяных и газовых месторождений: автореф. дисс. на соиск. уч. степ. канд. геол.-минерал. наук. – М., 2006. – 19 с.
14. World Stress Map Project // [Helmholtz Gehttp://dc-app3-14.gfz-potsdam.de/](http://dc-app3-14.gfz-potsdam.de/)
15. Understanding tectonic stress in the oil patch: The World Stress Map Project / M. Tingay (et al.) // *The Leading Edge*. – 2005. – December. – P. 1276–1282.
16. Сим Л.А. Влияние глобального тектогенеза на новейшее напряженное состояние платформ Восточной Европы. / В кн. М.В. Гзовского «Развитие тектонофизики». – М.: Наука, 2000. – С. 326–348.

17. Sim L.A. Some methodological aspects of tectonic stress reconstruction based on geological indicators // *C. R. Geoscience* – V. 344 – 2012. – P. 174–180.

18. Morphological characteristic of hydraulic fracturing according to the results of microseismic research / I.I. Nugmanov (et al.) // *International Journal of Applied Engineering Research*. – 2015. – N 10 (24). – P. 45214–45223.

19. Ребецкий Ю.Л., Михайлова А.В. Глубинная неоднородность напряженного состояния зон горизонтального сдвига // *Физика Земли*. – 2014. – № 6. – 108–123.

20. Factors that Predict Fracture Orientation in a Gas Storage Reservoir / C.A. Komar (et al.) // *SPE 2968*. – JPT. – 1971. – May. – P. 546–550.

21. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells / M.D. Zoback, C.A. Barto, M.O. Brudy (et al.) // *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*. – 2003. – V. 40. – P. 1049–1076.

References

1. Rebetsky Yu.L., *Modern problem of tectonophysics*, *Izvestia Physics of the Solid Earth*, 2009, V. 45, no. 11, pp. 931–935.
2. Henk A., *Pre-drilling prediction of the tectonic stress field with geomechanical models*, *First Break*, 2005, V. 23, pp. 53–57.
3. Peng P. et al., *Finite element study of the paleostress and natural fracture development in the Bakken formation*, Nesson Anticline area, North Dakota, *Journal of Petroleum Science Research*, 2014, V. 3(4), pp. 197–208.
4. Shafiei A., Dusseault M.B., *Natural fractures characterization in a carbonate heavy oil field*, *ARMA 12-443*, Proceedings of the 46th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium, 24–27 June 2012, Chicago, IL, USA.
5. Lorenz J.C., *Stress-sensitive reservoirs*, *SPE 50977*, 1999.
6. Kilpatrick J.E., Eisner L. et al., *Natural fracture characterization from microseismic source mechanisms: A comparison with FMI data*, Proceedings of SEG Annual Meeting, 2010, Denver, p. 211.
7. *Геология и полезные ископаемые России* (Geology and mineral resources of Russia), Part 1. Zapad Rossii i Ural (West of Russia and Ural): edited by Petrov B.V., Kirikov V.P., St. Petersburg, Publ. of VSEGEI, 2006, 528 p.
8. Fenin G.I., Travina T.A., Chumakova O.V., *Problems of development of pools with elevated and abnormal formation pressures (the case study of the Inzyreyskoye oil field, Timan-Pechora province)* (In Russ.), *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2008, V. 3, no. 3, pp. 1–9.
9. Danilov V.N., *Razlomnaya tektonika i neftegazonosnost' Timano-Pechorskogo osadochnogo basseyna* (Fault tectonics and oil and gas bearing of the Timan-Pechora sedimentary basin). Collected papers "Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh rayonov Rossii do 2030 g." (Problems of gas producing regions resource support in Russia until 2030), Moscow: Publ. of Gazprom VNIIGAZ, 2012, pp. 86–96.
10. Khranov A.N., Oknova N.S., *Ways of paleomagnetic records research for petroleum geology problems solution (Timan-Pechora province)* (In Russ.), *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2007, V. 2, no. 2, pp. 1–14.
11. Malyshev H.A., *Tektonika, evolyutsiya i neftegazonosnost' osadochnykh basseynov Evropeyskogo severa Rossii* (Tectonics, evolution and oil and gas bearing of sedimentary basins of the European North of Russia), Ekaterinburg: Publ. of UB of RAS, 2002, 270 p.
12. Dedeev V.A., Yudin V.V., Bogatskiy V.I., Shardanov A.N., *Ob'yasnitel'naya zapiska k strukturno-tektonicheskoy karte Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsi* "Tektonika Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsi" (Explanatory memorandum to the structural and tectonic map of the Timan-Pechora oil and gas province "Tectonics of the Timan-Pechora oil and gas province"), Syktyvkar: Publ. of UB of RAS, 1989, 27 p.
13. Tsay Yun' Fey, *Lineamenty Timano-Pechorskogo basseyna i ikh svyaz' s razmeshcheniem nefyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* (The lineaments of the Timan-Pechora basin and their connection with the placement of oil and gas fields): thesis of candidate of geological and mineralogical science, Moscow, 2006.
14. *World Stress Map Project*, URL: <http://dc-app3-14.gfz-potsdam.de/>
15. Tingay M. et al., *Understanding tectonic stress in the oil patch: The World Stress Map Project*, *The Leading Edge*, 2005, December, pp. 1276–1282.
16. Sim L.A., *Vliyaniye global'nogo tektogenеза na novyeishee napryazhennoe sostoyaniye platform Vostochnoy Evropy* (The impact of global tectogenesis on the latest state of stress of Eastern European platform) In "Razvitie tektonofiziki" (Development of tectonophysics): edited by Gzovskiy M.V., Moscow: Nauka Publ., 2000, pp. 326–348.
17. Sim L.A., *Some methodological aspects of tectonic stress reconstruction based on geological indicators*, *Geoscience*, 2012, V. 344, pp. 174–180.
18. Nugmanov I.I. et al., *Morphological characteristic of hydraulic fracturing according to the results of microseismic research*, *International Journal of Applied Engineering Research*, 2015, no. 10 (24), pp. 45214–45223.
19. Rebetsky Yu.L., Mikhaylova A.V., *Deep heterogeneity of the stress state in the horizontal shear zones* (In Russ.), *Fizika Zemli = Izvestiya. Physics of the Solid Earth*, 2014, no. 6, pp. 108–123.
20. Komar S.A. et al., *Factors that predict fracture orientation in a gas storage reservoir*, *SPE 2968*, 1971.
21. Zoback M.D., Barto C.A., Brudy M.O. et al., *Determination of stress orientation and magnitude in deep wells*, *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*, 2003, V. 40, pp. 1049–1076.