

УДК 523.31

## Горизонтальный стресс и его влияние на морфологию газовой залежи на примере месторождения Адамташ (Республика Узбекистан)

Д.П. Пак, О.Е. Кочнева

Пермский государственный национальный исследовательский университет, 614990, Пермь, ул. Букирева, 15

E-mail: dpak@lukoil-overseas.uz; olgakochneva777@yandex.ru

(Статья поступила в редакцию 20 мая 2014 г.)

Определение геометрии трещины является одной из самых сложных и актуальных задач при изучении морфологии залежи. На месторождениях со сложной тектонической структурой важно выделить разломы, по которым может проходить транспортировка флюидов. Проведенный анализ подтвердил возможность применения данных о направлении максимального горизонтального стресса для классификации разломов по проводимости, что в совокупности со структурными картами позволяет получить дополнительную информацию о геометрии залежи и положении газовой контактной поверхности. Геометрия трещин сильно отражается на проектировании и оптимизации систем поддержания пластового давления.

Ключевые слова: *горизонтальный стресс, разломы, ствол скважины, трещины, электрическое и акустическое сканирование, микроимиджер, сложный коллектор, месторождение.*

DOI: 10.17072/psu.geol.28.84

Знания о направлении горизонтального стресса (горизонтального напряжения) имеют большое значение для понимания многих процессов, протекающих в земной коре. На месторождениях со сложной тектонической структурой важно выделить разломы, по которым может проходить транспортировка флюидов и которые могут определять морфологию залежи углеводородов [2].

Вопросам классификации разломов по способности транспортировки флюидов посвящен ряд работ, на основе которых можно сделать вывод о зависимости проницаемости разломов от направления максимального горизонтального стресса. Проводящие разломы в большинстве слу-

чаев субпараллельны направлению максимального горизонтального стресса, что позволяет использовать этот параметр для классификации разломов по проницаемости [8,9].

Горизонтальный стресс оказывает существенное влияние и на состояние ствола скважины, т. к. в процессе бурения в скважине могут образовываться техногенные трещины и вывалы (рис. 1). Техногенные трещины образуются в результате бурения и характеризуются неглубоким проникновением в пласт, поэтому они не имеют большого значения для добычи флюида.

Техногенные трещины и вывалы, образовавшиеся во время бурения, напрямую

связаны с распределением горизонтального напряжения у границ ствола, которое имеет непосредственное отношение к ми-

грации углеводородов и устойчивости ствола скважины [1].

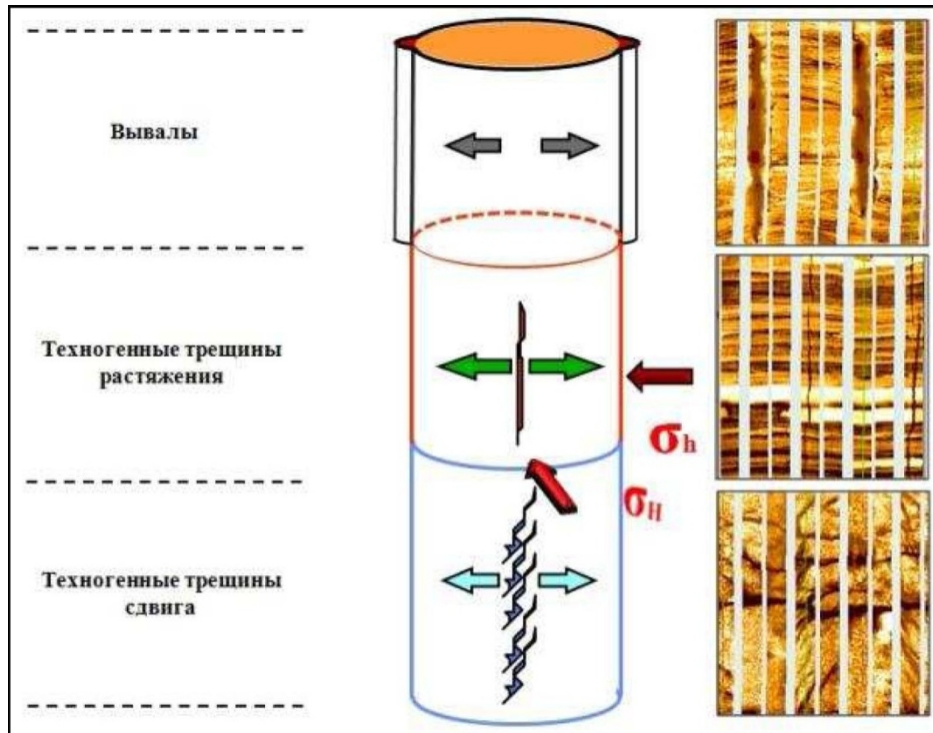


Рис. 1. Виды техногенных трещин

Наличие техногенной трещиноватости или вывалов позволяет оценить направление максимального и минимального горизонтального стрессов в вертикальной скважине. Техногенные трещины в вертикальной скважине образуются в направлении, параллельном направлению максимального горизонтального напряжения, в то время как вывалы – в перпендикулярном (рис. 2).

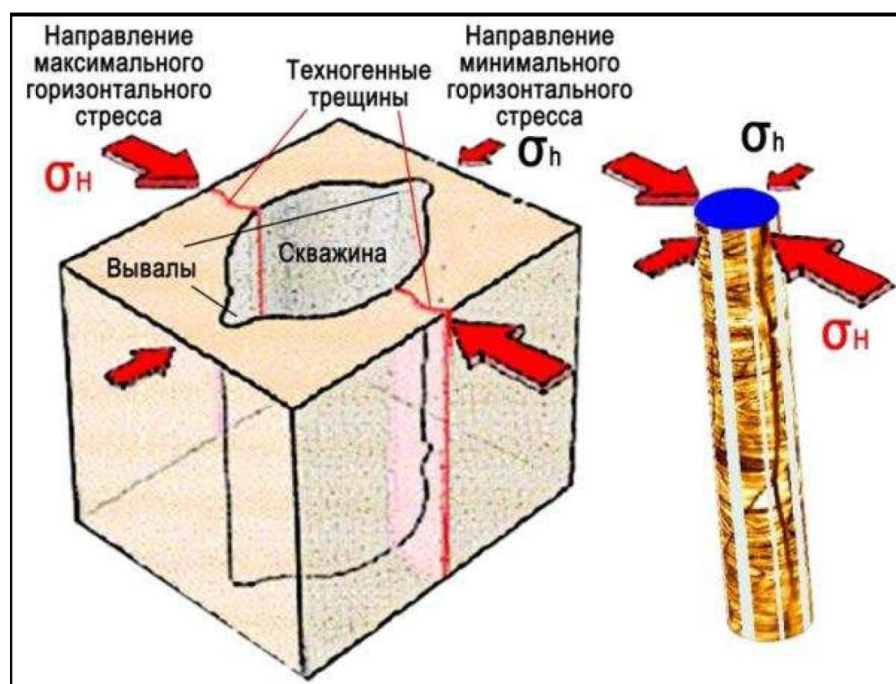
Для того чтобы обнаружить и охарактеризовать систему техногенных трещин и обвалов стенок скважины, образовавшихся в процессе бурения, и отличить их от естественных трещин, а также определить направление максимального горизонтального стресса, применяется электрическое и акустическое сканирование стенок скважины [5, 6].

Наиболее надежным прибором, дающим подробные и точные показатели, намного превосходящие показатели других приборов, является электрический пла-

стовый микроимиджер FMI (Formation Micro Imager). Благодаря ему была получена подробная информация о залегании пластов, типе и плотности трещин и разломах [3, 4].

Техногенные трещины на имиджах имеют вид узких непрерывных вертикальных полос (трещины растяжения) или фрагментарных наклонных штрихов строго выдержанного направления. Вывалы определяются по имиджам как вертикальные полосы различной ширины, как правило, не превышающие ширину башмака прибора. В местах вывалов отмечается плохой контраст сопротивлений в силу отсутствия надлежащего прижатия башмаков прибора к стенкам скважины.

Газоконденсатное месторождение Адамташ (Республика Узбекистан), характеризуется сложным тектоническим строением и преобладанием коллекторов трещинного типа.



**Рис. 2.** Образование техногенных трещин и вывалов стенок скважины под действием максимального горизонтального напряжения в вертикальной скважине

С целью определения характеристик сложных коллекторов в большинстве скважин были проведены исследования аппаратурой FMI (электрический пластовый микроимиджер), которые позволили определить направление максимального горизонтального стресса. Принцип действия данной аппаратуры основан на электрическом сканировании стенок скважин. FMI позволяет исследовать скважины, заполненные электропроводящим раствором, а результаты исследований представляют собой непрерывную картину поверхности пород стенки скважины в развернутом виде. Данные регистрируются прибором, оснащенный четырьмя башмаками, на которых расположены 192 электрода. Каждый из электродов регистрирует кривую сопротивления, разрешающая способность которой достигает 0.5 см. Таким образом, электрические параметры, снимаемые каждым из зондов, представляют картину электропроводности пород, примыкающих к стенке скважины [7].

По данным FMI практически во всех интервалах исследования скважин месторождения Адамташ наблюдается развитие техногенной трещиноватости.

Проведенные исследования показали, что направление максимального горизонтального стресса в большинстве скважин субпараллельно простиранию основного разлома, ограничивающего месторождение с севера, на основе чего можно предположить, что данный разлом является проводящим для пластовых флюидов и его пересечение с крышкой (соляно-ангидритовой пачкой верхней юры) определяет положение ГВК и морфологию газоконденсатной залежи. В коллекторах, расположенных ниже линии пересечения указанного разлома и крышки, в результате движения флюидов по разлому отсутствуют условия для накопления газа [10].

Анализ структурной карты месторождения Адамташ по кровле XV горизонта (подошве крышки – соляно-ангидритовой пачки) показал, что линия пересечения с основным разломом проходит по средней абсолютной отметке -510 м. Положение ГВК по результатам подсчета запасов также находится на данной отметке и определяет морфологию залежи в целом.

Полученные по месторождению Адам-

таш данные подтверждают, что направление максимального горизонтального стресса на месторождениях со сложным тектоническим строением может определять характер транспортировки флюидов по разломам, которые в свою очередь по пересечению с покрышкой определяют положение газовой залежи (ГВК) и морфологию залежи в целом.

Проведенный анализ подтвердил возможность применения данных о направлении максимального горизонтального стресса для классификации разломов по проводимости, что в совокупности со структурными картами позволяет получить дополнительную информацию о геометрии залежи и положении ГВК.

Таким образом, с целью получения дополнительной информации о морфологии газовых залежей рекомендуется проведение исследований аппаратурой FMI в скважинах других месторождений Республики Узбекистан, имеющих сложное тектоническое строение.

#### Библиографический список

1. *Афанасьев И.С., Никитин А.Н., Латыпов И.Д., Хайдар А.М., Борисов Г.А.* Прогноз геометрии трещины гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2009. №11. С. 62-66.
2. *Борисов Г.А., Латыпов И.Д., Хайдар А.М., Кузин И.Г., Степанов М.А.* Применение плотностного и поляризационного акустического каротажа для оптимизации гидравлического разрыва пласта // Там же. № 9. С. 98-101.
3. *Кудряшов С.И., Бачин С.И., Никитин А.Н.* Гидроразрыв пласта как способ разработки низкопроницаемых коллекторов // Там же. 2006. № 7. С. 80-83.
4. *Латыпов И.Д., Борисов Г.А., Хайдар А.М., Горин А.Н., Никитин А.Н., Кардымон Д.В.* Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Там же. 2011. № 6. С. 34-38.
5. *Никитин, А. Н., Латыпов И.Д., Хайдар А.М., Борисов Г.А., Пестриков А.В., Колесников А.А.* Опыт анализа и исследования геометрии трещины на пласте АС12 Приобского месторождения // Нефтегазовое дело. 2011. №1.С.76-83. URL: <http://www.ogbus.ru>.
6. *Пасынков А. Г., Латыпов И.Д., и др.* Развитие технологий гидроразрыва пласта в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2007. № 3. С. 41-43.
7. *Хайдар А.М., Борисов Г.А., Горин А.Н., Латыпов И.Д.* Анализ и классификация причин преждевременных остановок закачки при проведении гидравлического разрыва пластов // Там же. 2008. №11. С. 38-41.
8. *Barton C.A., Castillo D.A., Moos D., Peska P.* Characterising the full stress tensor based on observations of drilling-included wellbore failures in vertical and inclined boreholes leading to improved wellbore stability and permeability // APPEA JOURNAL.1998. С. 29.
9. *Brudy M., Kjørholt H.* Stress orientation on the Norwegian continental shelf derived from borehole failures observed in high-resolution borehole imaging logs // Tectonophysics.2001.С. 65-84.
10. *Nikitin A., Yudin A, Latypov I., Haidar A, Borisov G.* Hydraulic Fracture Geometry Investigation for Successful Optimization of Fracture Modeling and Overall Development of Jurassic Formation in Western Siberia // SPE Paper 121888 presented at the 2009 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, 4–6 August 2009.

# Horizontal Stress and its Influence to the Gas Reservoir Morphology, Adamtash Field, Uzbekistan

**D.P. Pak, O.E. Kochneva**

Perm State University, 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia

E-mail: dpak@lukoil-overseas.uz, olgakochneva777@yandex.ru

Determination of the fracture geometry is one of the most complicated and important problem for investigation of the reservoir morphology. The problem of detection of faults, which provide the passageways for fluids, is of importance at the deposits with complex tectonic structure. Results of analysis confirmed the feasibility of application of the horizontal stress characteristics for classification the faults on the permeability. Jointly with structural maps, it allows revealing additional information about the reservoir geometry and location of gas-water contact. Fracture geometry is very important factor for development planning and optimization of maintaining reservoir pressure.

Keywords: *horizontal stress; faults; borehole; fractures; electrical and acoustic scanning; microimager; complex reservoir; deposit.*

## References

1. Afanasiev I.S., Nikitin A.N., Latypov I.D., Khaydar A.M., Borisov G.A. 2009. Prognoz geometrii treshchiny gidrorazryva plasta [Prediction of geometry of hydraulic fracture]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 11:62-66. (in Russ)
2. Borisov G.A., Latypov I.D., Khaydar A.M., Kuzin I.G., Stepanov M.A. 2009. Primenenie plotnostnogo i polarizatsionnogo akusticheskogo karotazha dlya optimizatsii gidravlicheskogo razryva plasta [Usage of density and polarization acoustic logging for optimization of hydraulic fracturing]. *Neftyanoe khozyaystvo*. 9:98-101. (in Russ)
3. Kudryashov S.I., Bachin S.I., Nikitin A.N. 2006. Gidrirazryv plasta kak sposob razrabotki nizkopronitsaemykh kollektorov [Hydraulic fracturing as a technique of development of low permeable reservoirs]. *Neftyanoe khozyaystvo*. 7:80-83. (in Russ)
4. Latypov I.D., Borisov G.A., Khaydar A.M., Gorin A.N., Nikitin A.N., Kardymon D.V. 2011. Pereorientatsiya azimuta treshchiny povtornogo gidrorazryva plasta na mestorozhdeniyakh RN-Yuganskneftegaz [Re-orientation of azimuth of fracture of repeated hydraulic fracturing at the fields of RN-Yuganskneftegaz Ltd.]. *Neftyanoe khozyaystvo*. 6:34-38. (in Russ)
5. Nikitin A.N., Latypov I.D., Khaydar A.M., Borisov G.A., Pestrikov A.V., Kolesnikov A.A. 2011. Opyt analiza i issledovaniya geometrii treshchiny na plaste AS12 Priobskogo mestorozhdeniya [Experience of analysis and investigation of fracture geometry in the layer AS12 of Priobskoe field]. *Neftgazovoe delo*. 1:76-83. URL: <http://www.ogbus.ru>. (in Russ)
6. Pasyukov A.G., Latypov I.D. et al. 2007. Razvitiye tekhnologiy gidrorazryva plasta v RN-Yuganskneftegaz Ltd. [Development of fracturing technology in RN-Yuganskneftegaz Ltd.]. *Neftyanoe khozyaystvo*. 3:41-43. (in Russ)
7. Khaydar A.M., Borisov G.A., Gorin A.N., Latypov I.D. 2008. Analiz i klassifikatsiya prichin prezhdevremennykh ostanovok zakachki pri provedenii gidravlicheskogo razryva plastov [Analysis and classification of origin of premature injection halt during hydraulic fracturing]. *Neftyanoe khozyaystvo*. 11:38-41. (in Russ)
8. Barton C.A., Castillo D.A., Moos D., Peska P. 1988. Characterising the full stress tensor based on observations of drilling-included wellbore failures in vertical and inclined boreholes leading to improved wellbore stability and permeability. *APPEA JOURNAL*. p. 29.
9. Brudy M., Kjørholt H. 2001. Stress orientation on the Norwegian continental shelf derived from borehole failures observed in high-resolution borehole imaging logs. *Tectonophysics*. 2001.C. 65-84.
10. Nikitin, A., Yudin, A., Latypov, I., Haidar, A., Borisov, G. 2009. Hydraulic Fracture Geometry Investigation for Successful Optimization of Fracture Modeling and Overall Development of Jurassic Formation in Western Siberia. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, 4-6 August 2009.