

УДК 622.276.34+622.279.34

А.В. Лобусев¹, e-mail: vert225@gmail.com; Ю.А. Антипова¹, И.Ю. Фадеев¹

¹ ФГБОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

Оценка возможности применения систем поддержания пластового давления на месторождении Восточный Челекен

На основе изучения геологических особенностей, литологического строения и проведенного анализа разработки залежей месторождения Восточный Челекен была выполнена оценка возможности применения систем поддержания пластового давления (ППД) в целях наиболее полного извлечения остаточных запасов углеводородного сырья. Основными факторами, влияющими на возможность применения систем ППД, являются геологические, технологические и минералогические. Геологические факторы обусловлены высокой неоднородностью продуктивной толщи, сложными тектоническими условиями, низкими коллекторскими свойствами. Более того, на текущий момент отсутствует однозначная интерпретация разломно-блоковой структуры месторождения. Существуют риски распространения невыявленных разломов в продуктивных отложениях месторождения. Для решения данной задачи авторами предлагается использовать метод анализа кривизны структурных поверхностей, которая будет отражать механические искривления структуры, чаще всего связанной с разгрузкой тектонических напряжений. К технологическим факторам при этом относится необходимость применения нестандартного оборудования в связи с большими глубинами залегания продуктивных отложений: интервалы залегания красноцветной толщи в пределах месторождения варьируют от 3000 до 4500 м, создать необходимое давление нагнетания на такой глубине невозможно без решения ряда технологических задач. К литологическим факторам относятся слабая изученность минерального состава глин и, как следствие, риски содержания монтмориллонитовых глин, разбухающих в воде.

В целом проведенные на месторождении Восточный Челекен исследования, во-первых, ограничены двумя скважинами, по которым отбирался керн, во-вторых, являются некондиционными, поскольку не могут дать однозначного ответа о содержании минералов группы смектитов. На основании комплексного изучения перечисленных факторов авторами принято решение о невозможности применения системы ППД на данном месторождении.

Ключевые слова: Восточный Челекен, поддержание пластового давления, разломы, тектонические нарушения, фильтрационно-емкостные свойства, глинистые минералы, монтмориллонит, скважина, керн, минерализация.

.....

A.V. Lobusev¹, e-mail: vert225@gmail.com; Y.A. Antipova¹, I.Y. Fadeev¹

¹ Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (Moscow, Russia).

Evaluation of the Possibility of Application of Plast Pressure Support Systems at the Deposit of Eastern Cheleken

Based on the study of geological features, lithological structure and the analysis of the development of the deposits of the Vostochny Cheleken deposit, an assessment was made of the possibility of using reservoir pressure maintenance systems (PAP) in order to extract the residual hydrocarbon reserves in the most complete way. The main factors influencing the possibility of the application of the PAP systems are geological, technological and mineralogical. Geological factors are due to the high heterogeneity of the productive strata, complex tectonic conditions, and low reservoir properties. Moreover, at present there is no unambiguous interpretation of the fault-block structure of the field. There are risks of spreading undetected faults in productive deposits of the deposit. To solve this problem, the authors propose to use the method of analysis of the curvature of structural surfaces, which will reflect the mechanical curvatures of the structure, most often associated with unloading tectonic

stresses. The need for non-standard equipment in connection with large depths of productive deposits is related to technological ones. The intervals of occurrence of the red-colored strata within the deposit range from 3000 to 4500 m, the creation of the necessary injection pressure at a given depth is impossible without solving a number of technological problems. Lithological factors, a poor knowledge of the mineral composition of clays and, as a consequence, the risks of the content of montmorillonite clays swelling in water. The investigations carried out on this deposit are limited to 2 wells (for which the core was selected), and secondly they are not conditional because they can not give an unambiguous answer about the content of minerals of the smectite group. On the basis of a comprehensive study of these factors, the authors made a decision on the impossibility of applying a PAP system to this deposit.

Keywords: Eastern Cheleken, reservoir pressure maintenance, faults, tectonic disturbances, filtration-capacitive properties, clay minerals, montmorillonite, borehole, core, mineralization.

Нефтегазовое месторождение Восточный Челекен расположено в западной части Туркменистана, в пределах п-ова Челекен, в 40 км восточнее г. Хазара. В тектоническом отношении площадь месторождения приурочена к восточному борту Южно-Каспийской области прогибания, Прибалханской зоне поднятий Западно-Туркменской впадины. Нефтегазоносность месторождения установлена в красноцветной толще плиоценового отдела неогеновой системы.

Нижнекрасноцветные залежи месторождения Восточный Челекен введены в разработку 01.04.1997 г., в настоящее время разрабатываются 42 скважинами. Залежи верхнекрасноцветной толщи введены в разработку 01.05.2004 г., в настоящее время разрабатываются 15 скважинами.

Основной проблемой разработки залежей месторождения является низкое

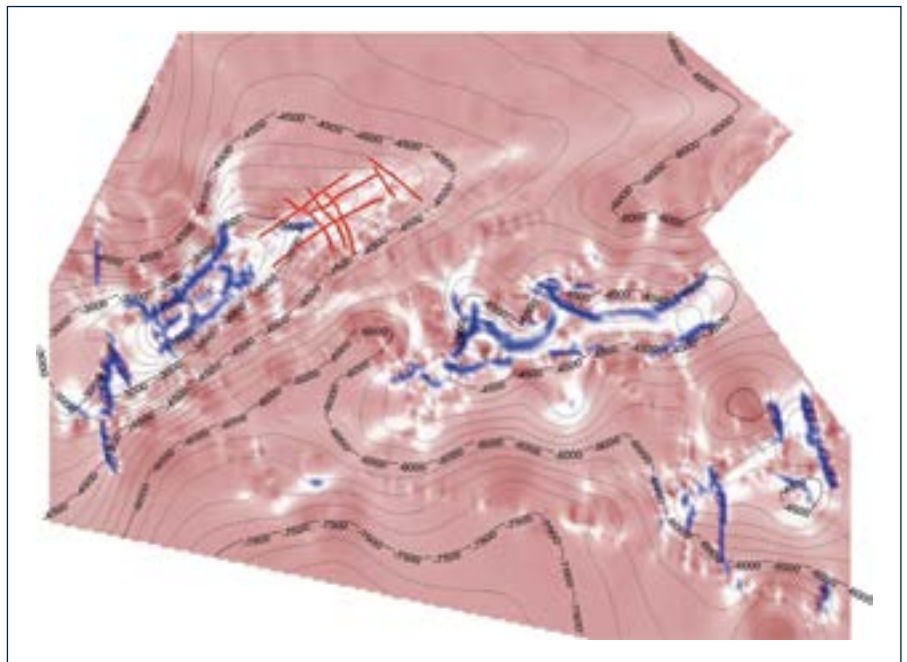


Рис. 1. Карта азимута максимальной кривизны поверхности продуктивного пласта НК-Z₀
 Fig. 1. Azimuth map of the maximum curvature of the surface of the HK-Z₀ productive formation

Таблица 1. Содержание глинистых минералов в породах исследованных образцов
 Table 1. Content of clay minerals in the examined samples' rock

Значение Value	Доля глинистых минералов, % Clay mineral ration, %			
	Иллит Illite	Хлорит Chlorite	Глауконит Glauconite	Каолинит Kaolinite
Среднее Average	2,1	4,8	0,6	1,7
Минимальное Min	0,1	0,3	0,1	0,3
Максимальное Max	5,8	7,0	1,7	4,1

Ссылка для цитирования (for citation):
 Лобусев А.В., Антипова Ю.А., Фадеев И.Ю. Оценка возможности применения систем поддержания пластового давления на месторождении Восточный Челекен // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 9. С. 80–84.
 Lobusev A.V., Antipova Y.A., Fadeev I.Y. Evaluation of the Possibility of Application of Plast Pressure Support Systems at the Deposit of Eastern Cheleken (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 9, P. 80–84.

Таблица 2. Минерализация и физико-химические свойства вод
Table 2. Mineralization and physical and chemical properties of waters

Место отбора пробы Sampling site	Общая минерализация, г/л General mineralization, g/L	Жесткость ($\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$), мг-экв./л Hardness ($\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$), mg- equ/L	Вязкость, мПа·с (25 °С) Viscosity, mPas (25 °C)	Плотность, г/мл (25 °С) Density, g/ml (25 °C)
КНС-1 (пресная) Sewage pump station-1 (fresh)	12,53	32,9	–	–
КНС-1 (смешанная) Sewage pump station-1 (mixed)	15,85	45,0	0,9287	1,008
КНС-2 Sewage pump station-2	4,63	10,3	0,9232	1,002
КНС-3 Sewage pump station-3	2,05	7,2	0,9170	1,001
КНС-4 Sewage pump station-4	2,81	6,3	0,9066	1,001

пластовое давление, что для дальнейшей рентабельной добычи углеводородного сырья из красноцветной толщи обуславливает применение методов поддержания и повышения пластового давления. Однако в силу наличия ряда геологических и технических причин такие методы в настоящее время на месторождении Восточный Челекен не применяются.

К геологическим причинам относятся: сложное геологическое строение, недостаточная изученность структур, многочисленные тектонические разломы. На территории месторождения, по данным сейсморазведки МОГТ 3D, выявляются 10 малоамплитудных непроводящих разломов. Данные разломы могут быть выявлены только по результатам длительных исследований (МОГТ 4D). Ввиду достаточно сильной тектонической активизации региона в относительно короткое время, а также сравнительно ограниченного охвата территории детальной съемкой существует большая вероятность наличия безамплитудных проводящих, слабопроводящих и непроводящих нарушений, связанных с разломной тектоникой. Возможность обнаружения таких нарушений подтверждается по картам азимута максимальной кривизны поверхности (рис. 1). Данные карты показывают развитие механического напряжения на структуре, в зонах перехода от максимальных к минимальным значениям азимута создаются условия для развития разломов.

Для оценки возможности использования методов ППД необходимо провести детальный анализ разломно-блоковой структуры месторождения, в том числе дешифрирование аэро- и космоснимков, грави- и магниторазведки, линеаментный анализ, анализ развития зон механического напряжения и трассерные исследования.

Большая глубина залегания продуктивных пластов и их плохие коллекторские свойства – низкая пористость (от 13–16 %) и невысокая проницаемость (около 10 мД) продуктивных пластов НК-Z₀, НК-Z₁, НК-Z₂₋₃ – обуславливают необходимость нагнетания рабочего агента в пласт под высоким давлением для получения требуемой величины

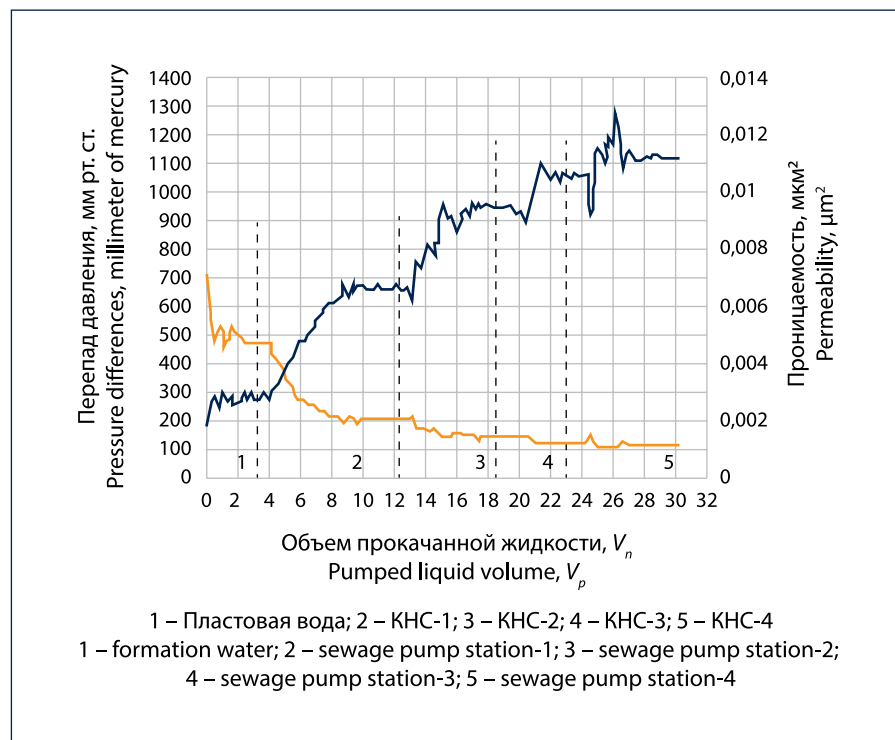


Рис. 2. Динамика фильтрации различных вод через образцы керна:
оранжевая кривая – динамика проницаемости; синяя кривая – перепад давления
Fig. 2. Dynamics of the filtration of various waters through core samples:
orange curve – permeability dynamics; blue curve – pressure differences

Таблица 3. Оценка применимости углеводородного газа

Table 3. Assessment of hydrocarbon gas applicability

№ No.	Газ Gas	Углеводородный газ Hydrocarbon gas	
	Параметры, ед. изм. Parameters, units of measurement	Метан (сухой газ) Methane (dry gas)	Обогащенный газ Enriched gas
1	Тип коллектора Reservoir type	Тер., карб. Terrigenous, Carbonate	Тер. Terrigenous
2	Глубина залегания, м Depth of formation, m	≥1000	≥1000
3	Нефтенасыщенная толщина пласта (при закачке в нефтенасыщенную часть пласта), м Oil-filled formation thickness (in cases of an injection into the oil-filled section of the formation), m	<15	<15
4	Проницаемость, мкм ² Permeability, μm ²	0,005–0,1	0,001–0,15
5	Нефтенасыщенность, д. ед. Oil content, unit fr.	≥0,3	≥0,6
6	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с Oil viscosity in formation conditions, mPas	0,4–10,0	<5
7	Пластовое давление, МПа Formation pressure, MPa	>20	≥8
8	Пластовая температура, °С Formation temperature, °C	<100	<100
9	Наличие свободного газа (газовой шапки) Presence of free gas (gas cap)	Недопустимо Unacceptable	Недопустимо Unacceptable
10	Наличие трещин Presence of cracks	Недопустимо Unacceptable	Недопустимо Unacceptable
11	Текущая обводненность, % Current water content, %	<30	
12	Содержание АСВ, % ACB content, %	<15	<15
13	Наклон пласта, град. Formation inclination, degrees	Благоприятный Favorable	

расхода жидкости при закачке в скважины.

Технические причины – необходимость применения специального нестандартного оборудования для создания высокого давления и достаточного расхода рабочего агента при закачке в пласт. Высокая агрессивность нагнетаемой жидкости из-за содержания соли в морской воде приведет к быстрому выходу из строя насосного оборудования и напорных труб в результате коррозии.

Помимо геологических и технических причин, препятствующих внедрению методов ППД, негативное влияние могут оказать и литологические особенности объекта. Продуктивный горизонт VIII + IXa плиоценовых отложений представлен песчаниками и алевролитами, содержащими глинистые ми-

нералы в составе глинисто-известкового матрикса-цемента. По данным оптической микроскопии, в алевролитах прослеживаются минералы группы иллита, каолинита и хлорита. В песчаных отложениях глинистые минералы встречаются в виде цементирующей массы обломочной части (пленочный тип цемента) и представлены каолинит-хлоритовым составом.

Согласно данным рентгеноструктурного анализа (РСА), в состав пород исследованных образцов входят следующие глинистые минералы: гидрослюды (иллит, глауконит), хлорит, каолинит (табл. 1). Глинистые минералы преимущественно обладают жесткой кристаллической структурой, что практически полностью исключает возможность внутрикристаллического набухания (расширения межслоевого простран-

ства при взаимодействии с молекулами воды).

Оптическая микроскопия не позволяет с высокой степенью достоверности определить тип глинистых минералов в связи с их малыми размерами, а РСА является непрямым методом исследования, поэтому остается вероятность наличия минералов группы смектитов с подвижной кристаллической решеткой. При гидратации таких минералов молекулы воды и обменные катионы могут проникать в межслоевое пространство и существенно увеличивать его, обуславливая тем самым сильное внутрикристаллическое набухание. Для того чтобы полностью исключить наличие глинистых минералов группы смектитов (монтмориллонит, нонtronит и др.), а также смешаннослойных, образующихся в результате упорядоченного

или неупорядоченного чередования набухающих и ненабухающих структурных слоев (монтмориллонит – гидрослюда, монтмориллонит – хлорит), необходимо провести исследования методом растровой электронной микроскопии (РЭМ).

Для оценки возможности внедрения системы ППД водой необходимо провести эксперименты на керновом материале, направленные на изучение влияния минерализации и физико-химических свойств воды, планируемой к закачке (табл. 2).

Фильтрационные исследования должны включать прокачку вод различной минерализации через образцы керна морского, пластового и пресной воды) и определение влияния различных типов вод на проницаемость и перепад давления.



Результаты исследований и экспериментов помогут оценить влияние различных типов вод на изменение структуры пустотного пространства и, как следствие, фильтрационно-емкостные свойства с возможным увеличением давления нагнетания рабочего агента в пласт, а также целесообразность внедрения ППД водой (рис. 2).

При низких проницаемостях продуктивных пластов часто применяют закачку газа. Учитывая высокие нефтенасыщенные толщины, она должна проводиться в нижнюю (приподошвенную) часть пласта. В качестве источника газа может рассматриваться растворенный (углеводородный) газ (табл. 3).

Впрочем, применять ППД путем закачки газа в пласт достаточно сложно по ряду причин. Во-первых, необходимо строительство мощной компрессорной установки. Во-вторых, необходимо пробурить дополнительные скважины, оборудование которых позволяло бы создавать необходимые давления на устьях скважин. Перевод действующих скважин под закачку газа сопровождается высокими рисками создания аварийных ситуаций.

Литература:

1. Патент № 2490437 РФ. Способ разработки залежей углеводородов / Лобусев А.В., Лобусев М.А., Вертивец Ю.А., Сизов А.В. Заявл. 24.01.2012; опубл. 20.08.2013.
2. Лобусев А.В. Системные решения по повышению эффективности недропользования – основа устойчивого воспроизводства ресурсной базы углеводородов России // О состоянии геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы: Аналит. вестник (к «правительственному часу» в рамках 355-го заседания Совета Федерации Федерального собрания Российской Федерации 28.05.2014). 2014. № 16 (534). С. 49–57.
3. Лобусев А.В., Лобусев М.А. Методика комплексной интерпретации сейсморазведки 3D и бурения с целью построения геологических моделей залежей углеводородов: Учебник. М.: Недра, 2012.
4. Лобусев А.В., Исянгулова Н.Р., Потемкин Г.Н., Руднев С.А. Основы трехмерного геологического моделирования залежей нефти и газа: Учеб. пособие. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. 147 с.
5. Лобусев А.В., Лобусев М.А., Назарова Л.Н. Моделирование разведки и разработки виртуального нефтегазового месторождения: Учеб. пособие. М.: Недра, 2008.
6. Лобусев А.В., Лобусев М.А., Страхов П.Н. и др. Новый подход к моделированию залежей углеводородов и определению коэффициента извлечения нефти // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2012. № 5. С. 54–62.
7. Антипова Ю.А., Брагин Ю.И., Лобусев М.А. Геолого-промысловое обоснование основных элементов систем разработки нефтяных залежей: Учеб.-метод. пособие. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015.
8. Брагин Ю.И., Кузнецова Г.П., Лобусев М.А. Геолого-промысловый мониторинг мероприятий по интенсификации выработки запасов углеводородов: Учеб. пособие. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016.

References:

1. Patent No. 2490437 of the Russian Federation. Hydrocarbon Field Development Method. Authors: A.V. Lobusev, M.A. Lobusev, Yu.A. Vertievets, A.V. Sizov. Applied on January 24, 2012; Published on August 20, 2013. (In Russian)
2. Lobusev A.V. Systemic Solutions to Increase the Efficiency of Subsoil Use – Fundamentals of the Sustainable Replenishment of the Hydrocarbon Resources Base of Russia. On the Condition of the Geological Study of Subsoil and Replenishment of the Mineral Resources Base – Analytical Bulletin (for the «Government Hour» as part of the 355th Meeting of the Council of Federation of the Federal Assembly of the Russian Federation as of May 28, 2014), 2014, No. 16 (534), P. 49–57. (In Russian)
3. Lobusev A.V., Lobusev M.A. Method of the Comprehensive Interpretation of 3D Seismic Surveying and Drilling for the Purpose of Constructing Geological Models of Hydrocarbon Deposits – Guidebook. Moscow, Nedra, 2012. (In Russian)
4. Lobusev A.V., Isyngulova N.R., Potemkin G.N., Rudnev S.A. Fundamentals of 3D Geological Modeling of Oil and Gas Deposits: Study Guide. Moscow, Publishing Center of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2015, 147 pp. (In Russian)
5. Lobusev A.V., Lobusev M.A., Nazarova L.N. Modeling of the Surveying and Development of Oil and Gas Fields – Study Guide. Moscow, Nedra, 2008. (In Russian)
6. Lobusev A.V., Lobusev M.A., Strakhov P.N., et al. A New Approach to the Modeling of Hydrocarbon Deposits and Determination of the Oil Recovery Ratio. Territorija «NEFTEGAS» = Oil and Gas Territory, 2012, No. 5, P. 54–62. (In Russian)
7. Antipova Yu.A., Bragin Yu.I., Lobusev M.A. Geological and Field Substantiation of the Main Elements of Oil Deposit Development – Guidance Manual. Moscow, Publishing Center of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2015. (In Russian)
8. Bragin Yu.I., Kuznetsova G.P., Lobusev M.A. Geological and Field Monitoring of Measures for the Identification of Hydrocarbon Reserve Recovery – Study Guide. Moscow, Publishing Center of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2016. (In Russian)