

УДК 553.981

Г.П. Кузнецова¹, e-mail: gp_kuznetsova@mail.ru; Цзоу Лунцин², e-mail: czouluncin@mail.ru¹ Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).² Китайская национальная нефтегазовая корпорация (КННК) (провинция Сычуань, Китайская Народная Республика).

Геологические характеристики и условия формирования продуктивного коллектора залежей сланцевого газа формации Лунмаси Сычуаньского бассейна

В статье представлен анализ основных геологических характеристик и перспектив разработки продуктивного сланцевого пласта-коллектора формации Лунмаси Сычуаньского бассейна (Китайская Народная Республика). Разработка месторождений сланцевого газа сопряжена с определенными трудностями, обусловленными низкими фильтрационно-емкостными свойствами пород-коллекторов. Сверхнизкие показатели пористости и проницаемости способствуют значительному падению притока газа после пяти лет эксплуатации скважины – до 14 % начального дебита. В связи с этим разработка месторождений сланцевого газа требует применения широкого диапазона практически передовых технологий, направленных на интенсификацию притока. В последнее время основными методами разработки сланцевых месторождений являются веерное и кустовое бурение, а также повторный многостадийный гидроразрыв пласта. Совокупное применение данных технологий позволяет повысить продуктивность скважин и обеспечить высокую газоотдачу в течение определенного времени.

Проведенное авторами статьи исследование показало, что при разработке газоносных сланцев важнейшими положительными факторами, влияющими на дебит сланцевого продуктивного пласта, являются газосодержание, общее содержание органического углерода, степень созревания органического вещества, проницаемость и пористость, а отрицательными – содержание глинистых минералов и разность горизонтальных напряжений.

Анализ характеристик формации Лунмаси в сравнении с показателями месторождения Барнетт (США) подтвердил высокую геологическую неоднородность залежи Сычуаньского бассейна и необходимость использования технологии многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальном стволе для успешной и эффективной разработки.

Ключевые слова: сланцевый газ, Сычуаньский бассейн, коллектор, тип пустотного пространства, пористость, проницаемость, газонасыщенность, органическое вещество, гидравлический разрыв пласта.

.....

Г.П. Кузнецова¹, e-mail: gp_kuznetsova@mail.ru; Цзоу Лунцин², e-mail: czouluncin@mail.ru

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

² China National Petroleum Corporation (CNPC) (Sichuan province, People's Republic of China).

Geological Characteristics and Generation and Accumulation Conditions of the Shale Gas Producing Reservoir of the Longmaxi Formation of the Sichuan Basin

The article presents an analysis of the main geological characteristics and future developments of the product of the shale reservoir of the Longmaxi Formation of the Sichuan Basin (People's Republic of China).

Development of shale gas is fraught with certain difficulties, due to the low reservoir properties of rocks. Ultra-low porosity and permeability rates contribute to a significant drop in gas reserves after five years of well operation – up to 14 % of the initial production rate. In this regard, the development of shale gas fields requires the use of a wide range of practical advanced technologies. Recently, the method of developing shale deposits is a ring and cluster drilling, as well as repetitive multi-stage hydraulic fracturing. The use of these technologies allows to increase the productivity of the well and to ensure high gas productivity for a certain time.

Research has shown that there are important positive factors affecting the flow rate of shale productive formation, which are gas-containing substance, the total organic carbon content, the degree of maturation of organic substances, permeability and stability. At the same time, the content of clay minerals and the difference in horizontal stresses have a negative effect.

Analysis of characteristics of the Longmaxi Formation versus Barrett (USA) confirmed the presence of the geological and heterogeneous structure of the Sichuan basin and the need to use multi-stage fracturing technologies in the horizontal wellbore for successful and efficient development.

Keywords: shale gas, Sichuan basin, reservoir, type of void, porosity, permeability, gas saturation, organic matter, hydraulic fracturing.

Сланцевый газ принято относить к нетрадиционным ресурсам углеводородного сырья. С точки зрения генезиса он представляет собой непрерывно вырабатываемые биогенный и термогенный газ или их смесь. Формирование сланцевого газа происходит непосредственно в сланцевых породах, при этом значительной миграции газа не наблюдается (табл. 1, 2). Он содержится в темноцветных высокоуглеродистых сланцах, из-за общей компактности литологии сланцев главным образом в адсорбированном или свободном состоянии [1]. В свободной форме сланцевый газ может содержаться в естественных трещинах и порах, в адсорбированном состоянии может присутствовать в керогене и глинах, может быть даже растворен в керогене и асфальтенах. В составе сланцевого газа преобладает метан, доля адсорбированного газа может составлять 20–85 %.

С точки зрения минерального состава в сланцевые коллекторы помимо глинистых минералов (иллита, монтмориллонита, каолинита) могут входить кварц, полевой шпат, слюда, кальцит, доломит, пирит и апатит и т. д.

При этом в отличие от терригенных и карбонатных пород коллекторов сланцевые породы характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Поэтому разработка месторождений сланцевого газа имеет свою специфику и требует применения широкого диапазона практических перфорационных технологий. Эксплуатацион-



ные скважины в газосланцевых пластах, пробуренные в основном с применением технологии горизонтального бурения, на начальном этапе дают высокий приток газа, однако уже через год он падает примерно на 55 % [2]. После пяти лет эксплуатационная скважина обеспечивает в среднем около 14 % начального дебита. Таким образом, быстрое снижение продуктивности скважин требует постоянного бурения новых скважин для поддержания добычи на высоком уровне.

Этим обусловлена необходимость применения при добыче сланцевого газа такого метода интенсификации газопритока, как гидравлический разрыв пласта (ГРП). ГРП – механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой флюида. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины переда-

ется энергия, необходимая для разрыва, являются жидкостями разрыва [3]. В ходе проведения ГРП технологически решаются задачи создания трещины, удержания ее в раскрытом состоянии, удаления жидкости разрыва, повышения продуктивности пласта [4].

В процессе проведения ГРП в газосланцевых пластах в горизонтальные скважины под давлением закачивается смесь песка и водного раствора химических реагентов. После выполнения ГРП проницаемость пород газосланцевых пластов увеличивается за счет образования трещин (естественных и искусственных), по которым и идет приток газа из пустот, которые до проведения ГРП были изолированы.

В последнее время началось массовое применение веерного и кустового бурения в газоносных сланцах, а также повторного многостадийного ГРП, что позволяет повысить продуктивность скважин и обеспечить высокую газоотдачу на более длительное время.

Ссылка для цитирования (for citation):

Кузнецова Г.П., Лунцин Ц. Геологические характеристики и условия формирования продуктивного коллектора залежей сланцевого газа формации Лунмасы Сычуаньского бассейна // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. № 6. С. 34–42.

Kuznetsova G.P., Luncin C. Geological Characteristics and Generation and Accumulation Conditions of the Shale Gas Producing Reservoir of the Longmaxi Formation of the Sichuan Basin. Territorija «NEFTEGAS» [Oil and Gas Territory]. 2019;6:34–42. (In Russ.)

Таблица 1. Сравнение характеристик залежей традиционного природного и сланцевого газа (по данным CNPC, 2018)

Table 1. Comparison of the characteristics of natural gas and shale gas (according to CNPC, 2018)

Показатели Characteristics	Сланцевый газ Shale gas	Природный газ Natural gas
Геологические факторы Geological factors		
Особенности залегания Specific characteristic of bedding of rocks	В темноцветных высокоуглеродистых сланцах, главным образом в адсорбированном или свободном состоянии In mafic high-carbon shales, mainly in the adsorbed or free state	Залегаёт в свободном состоянии в верхней части природного газового резервуара или в виде газовой шапки в газонефтяных и нефтегазовых залежах Lies in a free state in the upper part of a natural gas reservoir or as a gas cap in gas, oil and gas deposits
Тип генезиса Genesis type	Биогенный или термогенный Biogenic or thermogenic	Биогенный, литогенный и органолитогенный Biogenic, lithogenic and organolithogenic
Тип резервуара Type of the reservoir	Сланцевые породы, пластовый газ Shale rocks, reservoir gas	Пластовый, массивный и литологически ограниченный. Породы-коллекторы Reservoir gas, massive and lithologically limited. Reservoir rocks
Основной состав Main composition	В основном метан, небольшое количество этана, пропана Mostly methane, small amount of ethane, propane	В основном метан, также содержится этан, пропан и другие углеводороды. Состав может существенно изменяться Mostly methane, also contains ethane, propane and other hydrocarbons. The composition may vary significantly
Характеристика аккумуляции Characteristics of accumulation	Главным образом в адсорбированном или свободном состоянии, доля адсорбированного газа обычно составляет 20–85 % Mainly in the adsorbed or free state, the proportion of the adsorbed gas is usually 20–85 %	В верхней части газонефтяной или нефтегазовой залежи в виде шапки или газовой залежи In the upper part of the gas, oil or gas deposits in the form of a cap or gas deposits
Глубина залегания Depth of burial	Различные глубины залегания Different depths of burial	≥1500 м (м)
Характеристики миграции и накопления углеводородов Characteristics of hydrocarbon migration and accumulation	Самогенерирующие, самосохраняющиеся Self-generating, self-preserving	Традиционный нефтегазоносный комплекс Traditional oil and gas bearing complex
Характеристика коллекторских свойств Characterization of reservoir properties	Низкопроницаемые и низкопористые породы: $K_n = 4...6 \%$; $K_{np} \leq 0,001мД$ Low-permeability and poor-porous rock: porosity coefficient 4–6 %; permeability coefficient $\leq 0.001 мД$	Низкопроницаемые (0–100 мД) • Low-permeable (0–100 mD) • среднепроницаемые (100–500 мД) • Medium-permeable (100–500 mD) • высокопроницаемые (> 500 мД) • High-permeable (> 500 mD)
Факторы, влияющие на формирование залежей Factors influencing the formation of deposits	Минеральный состав, общее содержание органического углерода (ТОС), степень созревания органического вещества (Ro), трещины и т. д. Mineral assemblage, total organic carbon (TOC), maturity of organic matter (Ro), fractures	Тип коллектора и пустотного пространства, пластовое давление $P_{пл}$, температура пласта $t_{пл}$, содержание органического углерода $C_{орг}$. Type of reservoir and voids, reservoir pressure $P_{пл}$, reservoir temperature $t_{пл}$, organic carbon content $C_{орг}$

ХАРАКТЕРИСТИКИ СЛАНЦЕВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ФОРМАЦИИ ЛУНМАСИ

При планировании разработки месторождения сланцевого газа важную роль играет комплексная оценка природного коллектора, включающая оценку геологических характеристик и факторов, влияющих на формирование коллектора.

Применительно к сланцевым коллекторам основными параметрами оценки являются эффективная толщина коллектора, глубина залегания, общее содержание органического углерода

(ТОС), степень созревания органического вещества (Ro), проницаемость, пористость, газосодержание, коэффициент давления, температура пласта, индекс хрупкости пород-коллекторов, содержание глинистых минералов, горизонтальное напряжение, естественная трещиноватость и т. д.

Рассмотрим подробнее основные характеристики сланцевых пород-коллекторов формации Лунмаси, являющейся одной из наиболее перспективных толщ Сычуаньского бассейна с точки зрения разведки и разработки. В свою очередь,

Сычуань является самым перспективным регионом Китая с точки зрения разработки месторождений сланцевого газа, поскольку там присутствуют термически зрелые морские сланцы. Формация Лунмаси содержит приблизительно 8,12 трлн м³ технически извлекаемых ресурсов сланцевого газа и 32,45 трлн м³ общих геологических ресурсов [5]. В состав формации Лунмаси входят месторождения CN, WY и FL с глубинами залегания сланцевого газа 2500, 2750 и 2950 м соответственно. Для сравнения: средняя глубина зале-

Таблица 2. Сравнение природного и сланцевого газа с точки зрения разработки (по данным CNPC, 2018)

Table 2. Comparison of natural and shale gas characteristics in terms of development (according to CNPC, 2018)

Показатель Characteristics	Сланцевый газ Shale gas	Природный газ Natural gas
Факторы разработки Development factors		
Природный режим Natural mode	–	Газонапорный и (или) упругогазоводонапорный Gas-pressure and/or elastic-gas-water-pressure
Границы залежи Pool boundary	В пределах участка залегания сланцевого пласта Within the shale area	В пределах залежи Within the reservoir
Расстояние между скважинами interwell spacing	Большое количество скважин, объединенных сетью (на небольшом расстоянии) A number of wells connected by a network (at a short distance)	Редкая сеть добывающих скважин Widely spaced grid network of production wells
Пластовое давление Reservoir pressure	Пластовое давление аномально низкое либо равно гидростатическому Reservoir pressure is abnormally low or equal to hydrostatic	Пластовое давление аномально высокое либо равно гидростатическому Reservoir pressure is abnormally high or equal to hydrostatic
Использование методов интенсификации добычи Usage of intensification methods	Необходимо Required	Обычно не применяется Usually not used
Технологический процесс добычи Technological process of production	Бурение горизонтальных скважин с применением много- или одностадийного гидроразрыва пласта Drilling of horizontal wells using multi- or single-stage hydraulic fracturing	Традиционная технология разработки месторождений в стадии истощения Traditional technology of development of deposits in the stage of depletion of reserves
Производственные характеристики Operating characteristics	Низкий коэффициент газоотдачи, длительный цикл производства, добыча газа увеличивается до максимума только после гидроразрыва пласта, а затем резко уменьшается Low gas recovery factor, long production cycle, gas production increases to a maximum only after hydraulic fracturing, and then decreases sharply	Высокий коэффициент газоотдачи, значительный уровень начальной добычи газа, который со временем постепенно уменьшается High gas recovery factor, a significant level of initial gas production, which gradually decreases with time

гания месторождения Барнетт в США составляет 2280 м.

Определение толщины пласта и границ распространения коллектора является важным этапом планирования разработки месторождения. Толщины сланцевых пород участка FL формации Лунмаси достаточно постоянны и изменяются в небольшом диапазоне – примерно от 38 до 42 м, чего нельзя сказать об участках CN и WY, где наблюдаются большие различия в распределении толщин сланцевых пород – от 18 до 50,6 м. Глубина залегания также оказывает значимое влияние на выбор технологии разработки месторождения. Так, с увеличением глубины растут давление и температура, что приводит к изменению пустотной структуры сланцевых резервуаров и, соответственно, к уменьшению пористости и проницаемости. Повышение температуры уменьшает содержание адсорбированного газа. Увеличение глубины залегания приводит к росту затрат на бурение, что снижает

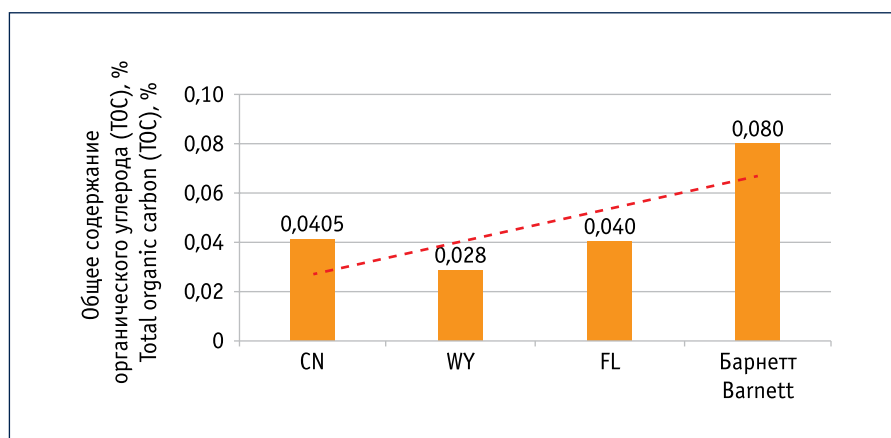


Рис. 1. Общее содержание органического углерода (ТОС) месторождений CN, WY и FL формации Лунмаси (КНР) и Барнетт (США)

Fig. 1. Total organic carbon (TOC) content and maturity of organic matter (Ro) of fields CN, WY and FL of the Longmaxi (PRC) and the Barnett (USA)

экономическую привлекательность работ в целом.

Общее содержание органического углерода (ТОС) является одним из главных параметров, влияющих на физические свойства сланцевых коллекторов. С од-

ной стороны, ТОС контролирует газо-содержание в сланцевых коллекторах, с другой – органическое вещество в сланце является основным «поставщиком» порового пространства и каналов фильтрации. Пористость и про-

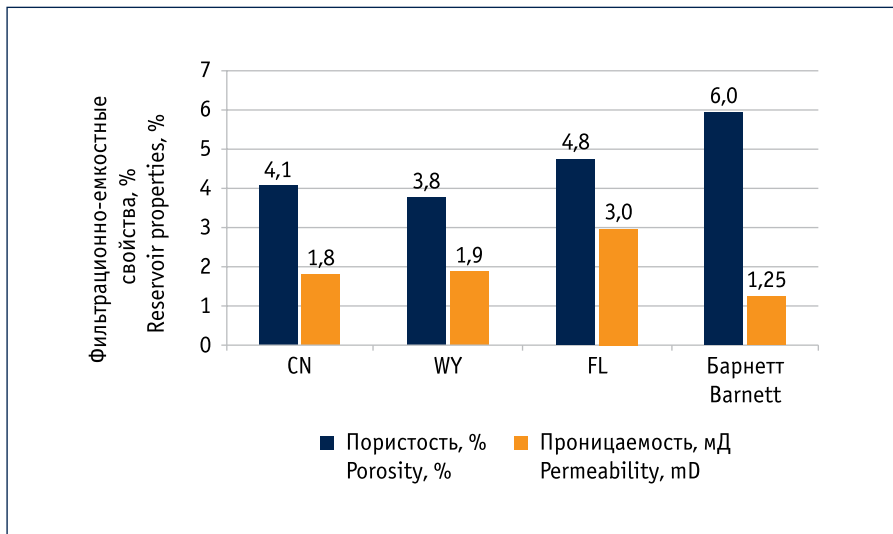


Рис. 2. Проницаемость и пористость коллекторов месторождений CN, WY и FL формаций Лунмасы (КНР), по данным CNPC (2018), и Барнетт (США)

Fig. 2. Permeability and porosity of collectors of fields CN, WY, FL of the Longmaxi formation (PRC) according to CNPC (2018) and the Barnett (USA)

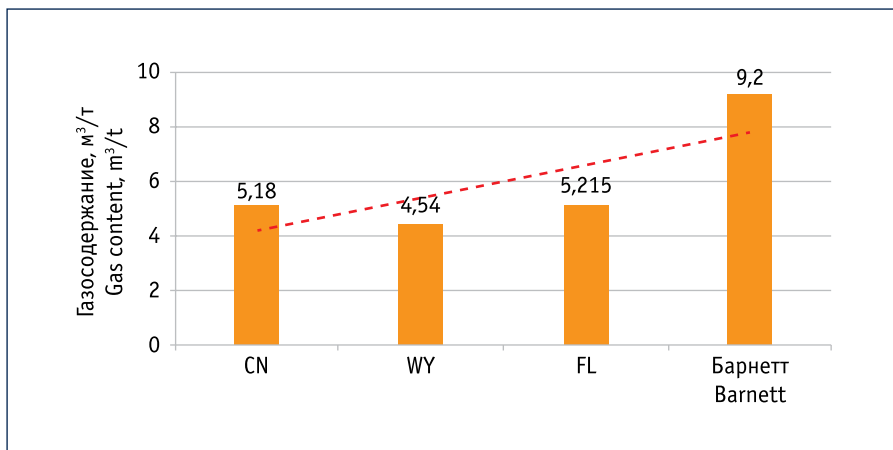


Рис. 3. Газосодержание сланцевых пород месторождений CN, WY и FL формаций Лунмасы (КНР), по данным CNPC (2018), и Барнетт (США)

Fig. 3. Gas content of shale rocks of fields CN, WY, FL of the Longmaxi formation (PRC) according to CNPC (2018) and the Barnett (USA)

нищаемость органического вещества намного выше, чем материнской породы, что, в свою очередь, влияет на развитие и распределение трещин.

На месторождении CN формации Лунмасы показатель TOC составляет 2,4–3,53 %, на месторождении FL он превышает 3,0 %, что значительно ниже, к примеру, аналогичного показателя для месторождения Барнетт (США), составляющего 4,0–5,0 %. При этом на месторождениях CN и FL преобладает содержание углеводородов сравнительно высокой термической зрелости, тогда как залежи месторождения

WY характеризуются меньшей термической зрелостью (рис. 1). При этом пористость и проницаемость сланцевых коллекторов на месторождении FL выше, чем на месторождениях CN и WY (рис. 2).

Согласно статистическим данным, газосодержание на месторождениях CN, WY и FL составляет 4,0–6,0, 2,34–4,79 и 4,74–5,65 м³/т соответственно. Газосодержание аналогичных пород месторождения Барнетт выше и составляет 9,20 м³/т (рис. 3).

Температура пласта на месторождении FL составляет 15 °С. Средний геотер-

мальный градиент для этих отложений составляет 2,86 °С/100 м (табл. 3).

С точки зрения минерального состава пород общее содержание кварца, полевого шпата и пирита на месторождении Барнетт составляет 20–80 % (содержание кварца составляет 40–60 %), карбонатных минералов – менее 25 %, глинистых минералов – менее 50 % (рис. 4). Сланцевые коллекторы нижнего силура Сычуаньского бассейна имеют схожие характеристики по показателю среднего содержания кварца. Однако доля полевого шпата и пирита составляет 30–64 %, а средний уровень содержания глинистых минералов – 31–51 %. Таким образом, в отличие от сланцевых коллекторов месторождения Барнетт продуктивный пласт формации Лунмасы характеризуется низким уровнем содержания кремнистых веществ и высоким – карбонатных минералов. Высокий уровень содержания глинистых минералов не способствует образованию сети трещин при проведении ГРП, но отчасти ситуацию спасает высокая доля содержания таких хрупких минералов, как кварц и полевой шпат, способствующих развитию сети трещин. Индекс хрупкости пород обязательно должен учитываться при бурении длинной горизонтальной секции в сланцевом пласте с применением сложной технологии МГРП. Механические свойства горных пород непосредственно влияют на конфигурации трещины, их местоположение, высоту и ширину, определяют эффект реконструкции сланцевого резервуара (рис. 5).

Основными параметрами, характеризующими хрупкость сланцев и используемыми для измерения индекса хрупкости пород-коллекторов, являются модуль Юнга и коэффициент Пуассона. Модуль Юнга (модуль продольной упругости) – физическая величина, характеризующая способность материала сопротивляться растяжению и сжатию при упругой деформации, т. е. способность пород к сохранению трещин открытыми после ГРП. Коэффициент Пуассона – величина отношения относительного поперечного сжатия к относительному продольному растяжению – зависит не от размеров тела, а от природы материала и применитель-

но к сланцевым породам характеризует способность сланца ломаться под давлением.

Чем выше модуль Юнга, тем ниже коэффициент Пуассона, следовательно, тем более хрупким является сланец. Рассчитать индекс хрупкости пород-коллекторов B_{rit} можно по формуле:

$$B_{rit} = \frac{1}{2} \left\{ \frac{(YM-1)}{(8-1)} + \frac{(PR-0,4)}{(0,15-0,4)} \right\} \cdot 100\% [7],$$

где YM – статический модуль Юнга, 10^4 МПа; PR – статический коэффициент Пуассона.

Данная формула отражает взаимосвязь между индексом хрупкости пород-коллекторов и механическими параметрами горных пород (рис. 6). Если $20 < B_{rit} < 40$, породы считаются хрупкими, если $B_{rit} > 60$, породы характеризуются высоким уровнем хрупкости. Для оценки преобразования сланцевого резервуара используется такой параметр, как разность горизонтальных напряжений, непосредственно связанная с геометрией конфигурации трещин. Сторона раскрытия трещины всегда перпендикулярна направлению минимального напряжения, поэтому трещина начинает раскрываться в направлении максимального напряжения.

При обычном разрыве, когда разница между максимальным и минималь-

Таблица 3. Параметры сланцевого пласта формации Лунмаси скважин JY1, JY2, JY3, JY4 участка месторождения сланцевого газа FL (по данным CNPC, 2018)

Table 3. Parameters of the shale reservoir of the Longmaxi formation of wells JY1, JY2, JY3, JY4 of the area of the shale gas field FL (according to CNPC, 2018)

Показатели Characteristics	Скважины Wells			
	JY1	JY2	JY3	JY4
Эффективная толщина сланцевого пласта, м Effective shale thickness, m	38	42	46	39
Глубина залегания, м Depth of burial, m	2326	2415	2462	2585
Общее содержание органического углерода (ТОС), % Total organic carbon (TOC), %	2,04			
Степень созревания органического вещества (Ro), % Maturity of organic matter (Ro), %	2,00			
Пористость, % Porosity, %	6,07	5,64	5,01	5,14
Проницаемость, 10^{-3} мкм ² Permiability, 10^{-3} μm^2	0,24	0,25	0,21	0,23
Газосодержание, м ³ /т Gas factor, m ³ /t	4,63	4,72	4,65	4,66
Коэффициент давления Pressure coefficient	1,41	1,47	1,43	1,42
Температура, °С Temperature, °С	84	86	84	80
Индекс хрупкости породы-коллектора, % Brittleness index of the container rock, %	56,50			
Содержание глины, % Clay percentage, %	34,63			
Разность горизонтальных напряжений, Н Horizontal stress difference, N	16,11			
Естественные трещины Intrinsic fractures	Развиты Well-developed			

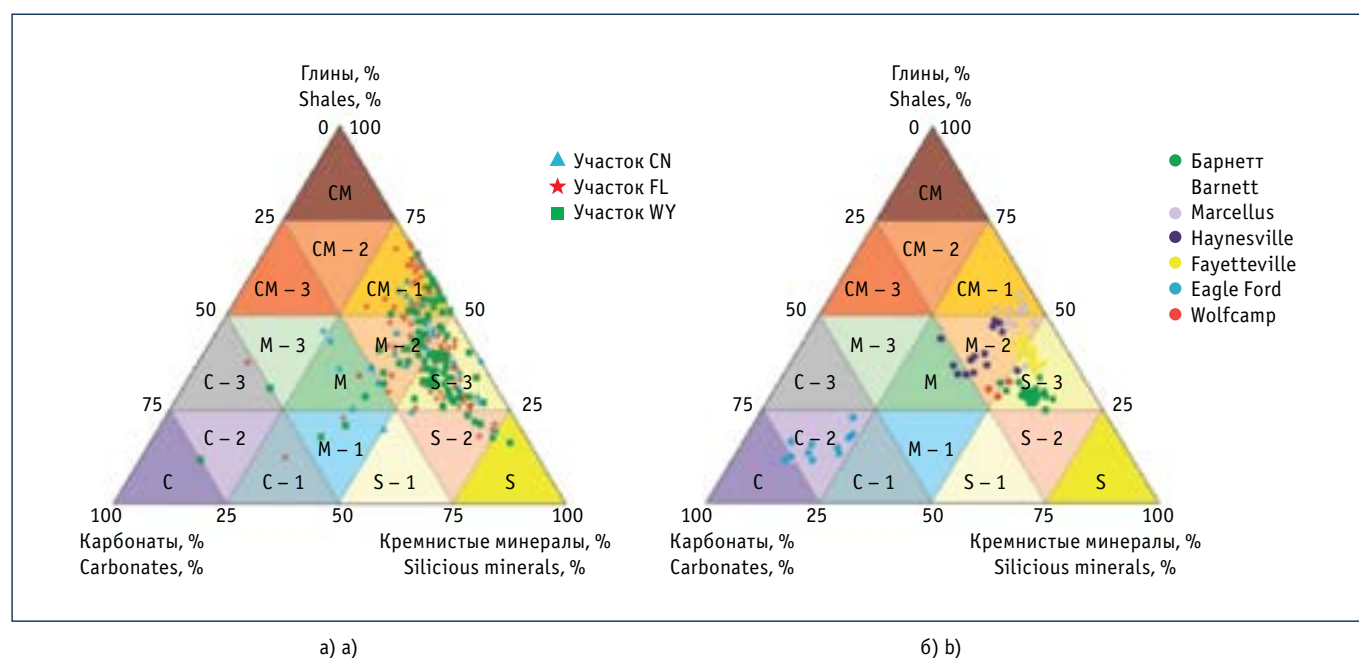


Рис. 4. Содержание кремнистых минералов в сланцевых отложениях: а) региона Сычуань (КНР); б) месторождений США [6]

Fig. 4. Content of siliceous minerals in shale sediments: a) of the Sichuan region (PRC); b) of USA deposits [6]

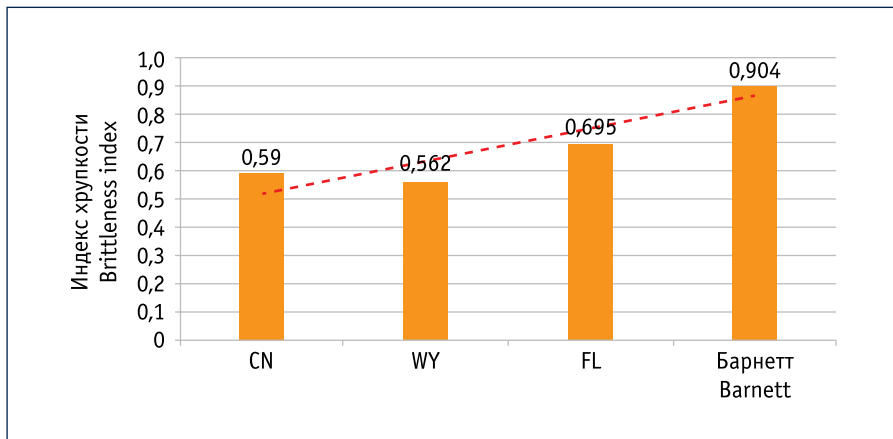


Рис. 5. Индекс хрупкости пород-коллекторов месторождений CN, WY и FL формаций Лунмаци (КНР), по данным CNPC (2018), и Барнетт (США)
 Fig. 5. Brittleness index of the reservoir rocks of fields CN, WY and FL layers of the Longmaxi formation (PRC) according to CNPC (2018) and the Barnett (USA)

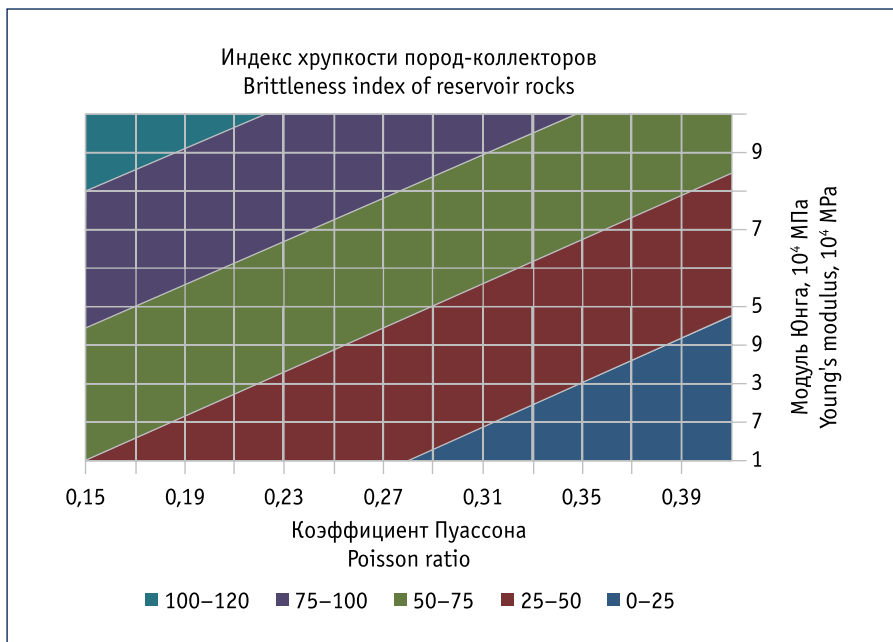


Рис. 6. Соотношение индекса хрупкости пород-коллекторов и параметров механики горных пород [8]
 Fig. 6. The ratio of the brittleness index of reservoir rocks and the parameters of rock mechanics [8]

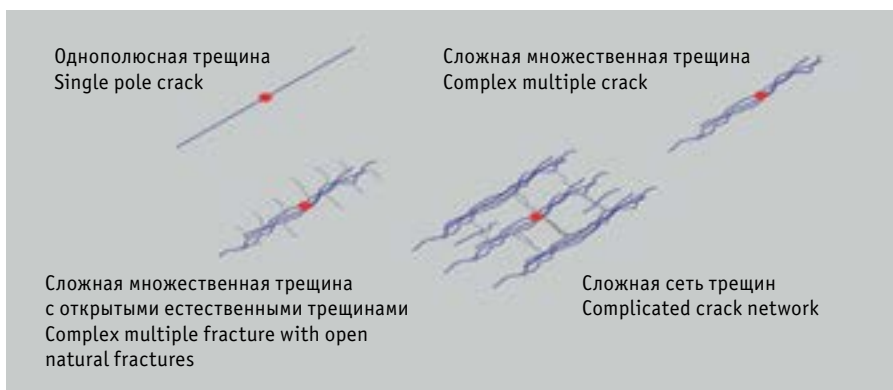


Рис. 7. Классификация трещин от простых до сложных (Warpinski) [9, 10]
 Fig. 7. Classification of cracks from simple to complex (Warpinski) [9, 10]

ным значениями напряжения в зоне обработки велика, результат разрыва обычно является симметричным основным трещинам вдоль направления максимального напряжения. Однако если максимальные и минимальные значения напряжений малы или равны, направление раскрытия трещины трудно определить – оно зависит от направления перфорации и расположения естественных трещин в пласте. Если перфорация не учитывается, искусственные трещины будут распространяться во всех направлениях вдоль нерегулярных естественных трещин, образуя сеть. Таким образом, сланцевые породы с малой разницей напряжений в горизонтальном направлении имеют тенденцию генерировать в результате проведения ГРП сетчатые трещины.

При сравнении разности напряжения для месторождений Барнетт и WY (значение разности напряжения на месторождении Барнетт меньше, чем на месторождении WY), можно сделать вывод, что в сланцах месторождения Барнетт, вероятно, в результате ГРП образуются сложные сетки трещин.

Автор [9], основываясь на характеристике расширения трещин в сланцевых резервуарах, разделил гидравлические (искусственные) трещины на четыре основные категории: однополюсная трещина, сложная множественная трещина с открытыми естественными трещинами и сложная сеть трещин (рис. 7). По мнению автора [9], сложные сети трещин были сформированы в результате проведения ГРП в сланцевых коллекторах. Однако на деле любое гидравлическое расширение трещины в любом трещиноватом коллекторе будет зависеть от расположения и количества естественных трещин. Чем больше естественных трещин, тем больше будет степень воздействия на гидравлические трещины и, как следствие, более сложной будет модель растяжения.

По данным микросейсмического мониторинга, искусственные трещины сланцевых коллекторов представляют собой нерегулярные трещины, образующие сложные сети. Они состоят из различных длинных, широких и «высоких»

Таблица 4. Геотермический градиент и коэффициент превышения давления продуктивного пласта

Table 4. Geothermal gradient and overpressure ratio of the reservoir

№ скважины Well' number	Глубина залегания продуктивного пласта, м Depth of producing reservoir' burial, m	Коэффициент давления Pressure coefficient	Геотермальный градиент, °C/100 м Geothermal gradient, °C/100 m
ЖУ1	2326	1,41	2,83
ЖУ2	2415	1,47	2,85
ЖУ3	2462	1,43	2,80
ЖУ4	2585	1,42	2,86

трещин, в отличие от простых трещин коллекторов песчаника, располагающихся в одной плоскости и имеющих типичную форму симметричных крыльев в направлении 180°.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ влияния геолого-геофизических характеристик на продуктивность

скважины при разработке газоносных сланцев показал, что важнейшими положительными факторами, влияющими на дебит сланцевого продуктивного пласта, являются газосодержание, ТОС, Ro, проницаемость и пористость, а отрицательными – содержание глинистых минералов и разность горизонтальных напряжений.

При этом анализ характеристик (табл. 3) формации Лунмаси Сычуаньского бассейна подтвердил высокую геологическую неоднородность залежи. Поэтому для успешной и эффективной разработки месторождений следует использовать технологию многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальном стволе.

Литература:

- Dong D.Z., Cheng K.M., Wang S.Q., et al. Shale Gas Resource Evaluation Method and Its Application in the Sichuan basin // Journal of Natural Gas Industry, 2009. Vol. 29. Iss. 5. P. 1–7.
- Сидорова Л.П., Султанбекова Е.Е., Стригунова Е.Е. Сланцевый газ и сланцевая нефть. Получение и экологический ущерб. Екатеринбург: УрФУ, 2016. 173 с.
- Васильев В.А., Верисокин А.Е. Гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. № 6. С. 101–110.
- Wen B. The Description of Shale Gas Reservoirs. A Case Study of Shale Gas in Longmaxi Formation of Southern Sichuan. China, 2017.
- Пин Ц., Якушев В.С. Обоснование применимости технологий гидроразрыва пласта для разработки газосланцевых толщ бассейна Сычуань (по аналогии со сланцевыми толщами США) // Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2016. № 2 (26). С. 39–46.
- Синьпин Л. Сравнительный анализ условий формирования и нефтегазоносности доманиковых отложений юго-востока Русской платформы и сланцевых пород нижнего палеозоя Сычуаньской депрессии платформы Янцзы Китая: дисс. ... канд. геол.-мин. наук. М., 2016. 155 с.
- Пин Ц. Разработка методики выбора технологий гидравлического разрыва пласта для добычи сланцевого газа: дисс. ... канд. техн. наук. М., 2017. 167 с.
- Ren L., Zhao J., Hu Y. Hydraulic Fracture Extending into Network in Shale: Reviewing Influence Factors and Their Mechanism // The Scientific World Journal. 2014. Vol. 2014. Article ID 847107. 9 p.
- Warpinski N., Kramm R.C., Heinze J.R., Waltman C.K. Comparison of Single- and Dual-Array Microseismic Mapping Techniques in the Barnett Shale // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2005. P. 913–922.
- Rickman R., Mullen M., Petre E., et al. A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays are not Clones of the Barnett Shale // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2008. P. 840–850.

References:

- Dong D.Z., Cheng K.M., Wang S.Q., et al. Shale Gas Resource Evaluation Method and Its Application in the Sichuan basin. Journal of Natural Gas Industry. 2009;29 (5):1–7.
- Sidorova L.P., Sultanbekova E.E., Strigunova E.E. Shale Gas and Shale Oil. Receipt and Environmental Damage. Ekaterinburg: Ural Federal University; 2016. (In Russ.)
- Vasil'ev V. A., Verisokin A.E. Hydraulic Fracturing In Horizontal Wells. Vestnik PNIPIU. Geologiya. Neftegazovoye i gornoye delo [Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering]. 2013;6:101–110. (In Russ.)
- Wen B. The Description of Shale Gas Reservoirs. A Case Study of Shale Gas in Longmaxi Formation of Southern Sichuan. China, 2017.
- Ping Q., Yakushev V.S. The Applicability of Hydraulic Fracturing Technologies for the Development of Shale Gas Formations in Sichuan Basin (based on the Analogy Between American and Chinese Horizons). Vesti Gazovoy Nauki scientific-technical collection. 2016;2 (26):39–46. (In Russ.)
- Xinping L. Comparative Analysis of the Formation Conditions and Oil and Gas Potential of the Domanic Sediments of the Southeast of the Russian Platform and Shale Rocks of the Lower Paleozoic of the Sichuan Depression of the Yangtze Platform Of China. Thesis of the candidate of geological and mineralogical sciences. Moscow, 2016. (In Russ.)
- Ping Q. Development of Methods for Selecting Hydraulic Fracturing Techniques for Shale Gas Extraction. Thesis of the candidate of engineering sciences. Moscow, 2017. (In Russ.)
- Ren L., Zhao J., Hu Y. Hydraulic Fracture Extending into Network in Shale: Reviewing Influence Factors and Their Mechanism. The Scientific World Journal. 2014;2014. Article ID 847107. 9 p.
- Warpinski N., Kramm R.C., Heinze J.R., Waltman C.K. Comparison of Single- and Dual-Array Microseismic Mapping Techniques in the Barnett Shale. Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2005:913–922.
- Rickman R., Mullen M., Petre E., et al. A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays are not Clones of the Barnett Shale. Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2008:840–850.