



**А. Н. Шандрыгин**  
д-р техн. наук  
Дегольер энд МакНотон Корп.<sup>1</sup>  
заместитель директора  
Московского филиала  
Shan.alex2010@dyandex.ru



# К вопросу обоснования плотности сетки скважин для залежей нефти и газа в сланцевых и плотных породах

<sup>1</sup>Россия, 121059, Москва, ул. Брянская, 5, этаж 5.

*В настоящее время единственная реализуемая технология разработки залежей нефти и газа в сланцевых и плотных породах основана на использовании систем горизонтальных скважин с многостадийным ГРП. Ввиду этого, обоснование параметров скважин и плотности сетки скважин является ключевым фактором, определяющим эффективность добычи нефти и газа из сланцевых и плотных пород. В данной работе представлены результаты исследований влияния различных геологических и технологических факторов на величину добычи УВС из сланцевых пород и дана схема обоснования плотности сетки скважин для залежей сланцевых углеводородов.*

**Ключевые слова:** плотность сетки скважин; сланцевая нефть; сланцевый газ; плотные породы; горизонтальные скважины; многостадийный ГРП; коэффициент извлечения; стимулированный объем пласта.

**В** настоящее время в Российской Федерации значительное внимание уделяется проблемам разработки трудноизвлекаемых запасов нефти, и в первую очередь, разработки залежей нефти в баженовской свите, а также в доманиковых и хадумских горизонтах. Суммарные величины начальных геологических запасов этих объектов в РФ оцениваются от нескольких миллиардов тонн до десятков миллиардов тонн. Таким образом, даже по минимальным оценкам начальные запасы нефти залежей, приуроченных к этим нефтематеринским породам, – огромны. Однако, несмотря на такой потенциал для добычи нефти, до сих пор отсутствуют действенные технологии разработки таких залежей нефти. Это связано с особенностями геологического строения данных объектов и крайне низкими фильтрационно-емкостными характеристиками отложений.

Так, в баженовских отложениях различными исследователями выделяются до 4 основных типов пород и до 7 их разновидностей. При этом к основным породам относят кремнистые разновидности (силициты), обогащенные аутигенным кремнистым биогенным материалом (60–90%); карбонатные породы, представленные плотными мелкозернистыми известняками, слабобитуминозными мергелями и доломитами с низким содержанием ОВ; массивные битуминозные слабоалевритистые аргиллиты с высо-

ким содержанием кремнезема (55–65%) и ОВ (> 20%); листоватые аргиллиты, представленные переслаиванием тонкоотмученных битуминозных аргиллитов с микрослойками ОВ и алевритистыми аргиллитами.

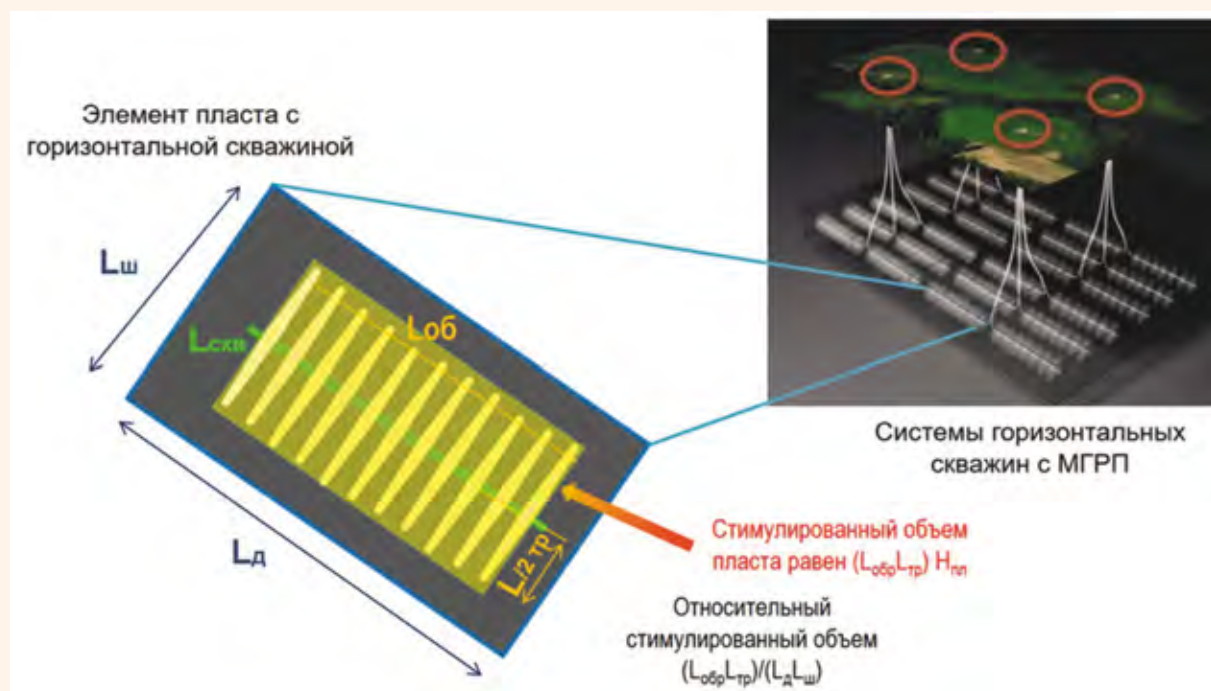
Доманиковая порода в зависимости от относительного содержания отдельных компонентов классифицируется как глинисто-кремнистый известняк или доломит, кремнистый аргиллит, кремнистый мергель, силицит. Как и баженовские отложения доманиковая порода содержит значительное количество ОВ.

Наряду с нетрадиционными запасами нефти, в Российской Федерации имеются огромные запасы газа, относящиеся к нетрадиционным залежам углеводородов, а именно сенонские отложения нижнеберезовской подсвиты. Эти отложения рассматриваются в качестве одного из наиболее приоритетных направлений поиска перспективных объектов для прироста запасов газа и промышленной эксплуатации. Сенонские отложения представлены опоками с редкими прослоями песчано-алевролитовых пород и песчаных глин с крайне низкими фильтрационными свойствами.

Следует отметить, что в отечественной геолого-промысловой практике традиционно залежи нефти баженовской свиты, а также доманикового и хадумского горизонтов в части подходов к их разработке ассоциируются со сланцевой нефтью. Аналогичным образом, газо-

Рис. 1.

Типовая схема разработки месторождений сланцевых УВС – системы горизонтальных скважин с МГРП



вые залежи в сенонских отложения соотносятся со сланцевым газом.

Одной из основных особенностей сланцевых пород является отсутствие в них как таковых коллекторов в привычном для традиционных залежей УВС смысле. Матрица сланцевых пород, содержащая генерирующую нефть и газ ОВ, имеет крайне невысокие фильтрационно-емкостные свойства. Фильтрационные свойства породы в залежах сланцевых нефтей обусловлены их трещиноватостью. Коэффициенты проницаемости породы составляют, как правило, тысячные и, в лучшем случае, сотые доли мД. Существенной особенностью строения сланцевых пород является резкая латеральная и вертикальная неоднородность отложений: геолого-физические характеристики сланцевых пород существенно меняются в масштабе первых десятков метров.

В настоящее время имеется, по сути дела, только одна эффективная технология разработки залежей сланцевых нефти и газа – бурение на этих залежах горизонтальных скважин с проведением многостадийного ГРП (МСГРП). Эта технология направлена на добычу подвижных флюидов: газа и, так называемой «легкой» (свободной) нефти, находящихся в практически непроницаемой поровой матрице породы и в трещинах породы: макротрещиной системе пластов и в изолированных друг от друга микро-трещинах. Что касается керогена, то имеются только отдельные пилотные проекты по добыче высоковязкой битуминозной нефти, получаемой из керогена путем термического или иного воздействия [1].

С применением горизонтальных скважин с МГРП в данное время в США и Канаде активно разрабатываются более десятка нефтегазоносных комплексов плотных пород. Разработка их осуществляется рядами горизонтальных скважин с МГРП (рис. 1).

Показатели разработки залежей сланцевых УВС и добычи из них углеводородов определя-

**Таблица 1.**

Исследуемые факторы для залежей нефти в сланцевых и плотных породах

Параметры пласта	Значения				
Коэффициент проницаемости пласта, $10^{-15}$ мкм <sup>2</sup>	0,0001	0,001	0,005	0,01	0,05
Упругость насыщенной флюидом породы, $10^{-4}$ 1/МПа	0.5	1	2	3	5
Длина горизонтального ствола скважины, м	500	750	1000	1500	2000
Полудлина трещины ГРП, м	25	50	75	100	125
Число стадий ГРП	5	10	15	20	25

ется как геологическим, так и технологическими факторами. В число основных геологических факторов следует в первую очередь отнести:

- упругость насыщенной флюидом породы, составляющие: сжимаемость флюида, скелета породы (в том числе и керогена) и пористость породы;
- проницаемость породы;
- эффективная толщина пласта;
- пористость породы;
- начальное пластовое давление;
- вязкость пластового флюида.

Влияние указанных факторов на добычу нефти описано в работе [2]. Наиболее существенное влияние на величину добычи нефти оказывает эффективная толщина, проницаемость и упругость насыщенной флюидом породы (упругость пласта), а также величина начального пластового давления. Это обусловлено тем, что разработка сланцевых залежей осуществляется на естественном режиме за счет упругой энергии флюида и скелета породы. В этом случае количество добытой из пласта жидкости напрямую зависит от упругости породы и пластового флюида. Сланцевые пласты обладают высокой упругостью скелета породы за счёт наличия большого объема глинистого материала и керогена. Величина пластового давления также определяет упругий запас пласта. Проницаемость пласта диктует скорость притока пластового флюида к скважине в стимулированном объеме пласта, а также возможный приток флюида к скважине из вне этой зоны, т.е. степень выработки запасов в стимулированной зоне и охват пласта вне ее. Что касается эффективной толщины пласта, то объем и темп извлечения нефти прямо пропорционально зависит от ее величины, и таким образом, эффективная толщина пласта диктует экономическую целесообразность размещения скважин на том или ином участке пласта.

Аналогичным образом проявляется влияние указанных факторов и на добычу газа из сланце-

Параметры пласта	Значения				
Коэффициент проницаемости пласта, $10^{-15}$ мкм <sup>2</sup>	0,0001	0,001	0,005	0,01	0,05
Параметр $mS_r(P_{нач}/(P_{ати}Z_{нач}))$ , дол.ед.	25	50	100	200	300
Длина горизонтального ствола скважины, м	500	750	1000	1500	2000
Полудлина трещины ГРП, м	25	50	75	100	125
Число стадий ГРП	5	10	15	20	25

Таблица 2.

Исследуемые факторы для залежей газа в сланцевых и плотных породах

вых газовых пластов. При этом вследствие высокой сжимаемости газа упругоэластичность пласта будет определяться уже параметрами пластового флюида – газа, и, соответственно, пористостью породы и начальной газонасыщенностью.

К основным технологическим факторам относятся:

- длина горизонтального ствола скважины;
- плотность сетки скважин (площадь пласта, приходящаяся на скважину);
- стимулированный объем пласта (СОП) миллиардов – объем пласта заключенный в области покрытой МГРП (рис. 1) или относительный стимулированный объем пласта (ОСОП) –

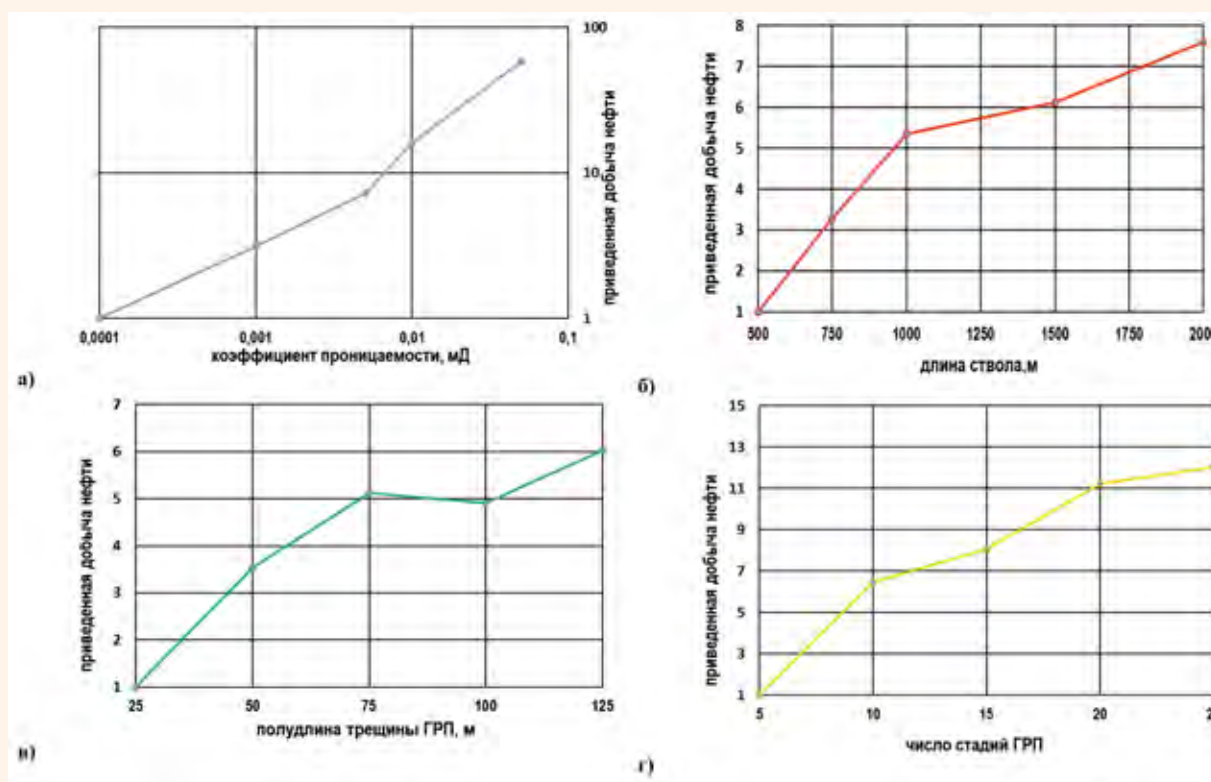
соотношение стимулированного объема пласта и объема пласта, приходящегося на скважину;

- количество трещин ГРП в скважине и расстояние между ними;
- параметры трещин (длина, высота и раскрытость).

Очевидно, что эффективность разработки залежей сланцевых нефти и газа будет определяться как геологическими, так и технологическими факторами. Поэтому первоочередной задачей проектирования разработки залежей сланцевых УВС системами горизонтальных скважин с МГРП представляется обоснование параметров скважины и ГРП и, безусловно, плотности сетки

Рис. 2.

Частные зависимости **приведенной добычи нефти** от рассматриваемых факторов: а) коэффициента проницаемости пласта; б) длины ствола скважины; в) полудлины трещины ГРП; г) числа стадий трещин ГРП





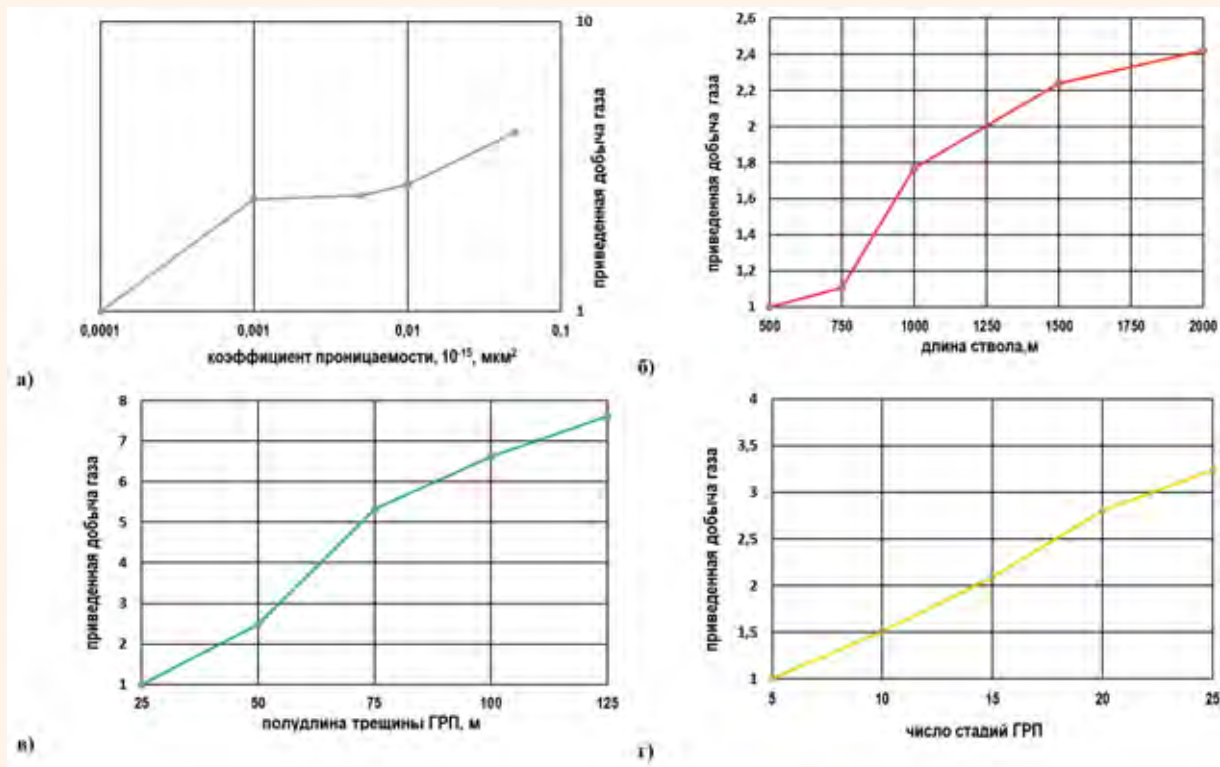


Рис. 3. Частные зависимости **приведенной добычи газа** от рассматриваемых факторов: а) коэффициента проницаемости пласта; б) длины ствола скважины; в) полудлины трещины ГРП; г) числа стадий трещин ГРП

скважин для данных геолого-физических характеристик залежи. Именно этими характеристиками будут определяться технико-экономические показатели разработки залежей сланцевых УВС, а, следовательно, и возможность осуществления добычи из них нефти и газа.

Задача определения взаимовлияния горизонтальных скважин с МГРП и установления оптимальной плотности сетки скважин для сланцевых залежей УВС в той или иной мере решалась в ряде работ. В числе работ, посвященных решению различных аспектов этой проблемы, для сланцевой нефти следует указать статьи [3–4], а для сланцевого газа – работы [5–7]. В тоже время следует отметить значительную сложность оптимизации параметров скважин и плотности сетки скважин ввиду влияния на добычу УВС (и, следовательно, на экономические показатели разработки залежей) различных взаимосвязанных факторов.

Решение проблемы оптимизации параметров системы разработки сланцевых залежей УВС можно провести в два этапа. На первом из них следует в общем случае определить основные тенденции изменения основного технологического показателя разработки залежи под влиянием на него совокупности геологических и технологических факторов. На втором этапе, уже

с учетом выявленных тенденций, для конкретно рассматриваемой залежи сланцевых УВС можно определить оптимальные параметры и плотность сетки скважин на основе технико-экономической оценки добычи из нее углеводородов.

В качестве основного технологического показателя разработки на первом этапе исследования резонно рассматривать величины добычи нефти и газа, а в число ключевых факторов, определяющих добычу нефти, включить коэффициент проницаемости пласта, упругоэластичность насыщенности флюидом породы, длину горизонтального ствола скважины, полудлину трещины ГРП и число стадий ГРП (**табл. 1**). Для случая сланцевого газа в качестве ключевых факто-

Таблица 3.

Параметры коллектора и пластового газа

ПАРАМЕТРЫ	Значения
эффективная проницаемость пластов, $10^{-15}$ м <sup>2</sup>	0,03
эффективная толщина пласта на участках, м	30; 45 и 50
эффективная пористость пластов	0,3
начальная газонасыщенность	0,52
коэффициент прерывистости	0,0175
начальное пластовое давление, бар	110
пластовая температура, С	28
пластовый газ - сухой метановый	
содержание метана, мольн. %	99,0
коэффициент сверхсжимаемости газа при начальных условиях, дол. ед.	0,90
вязкость газа при начальных условиях, мПа*с	0,0122

ПАРАМЕТРЫ	Значения
длина горизонтального ствола, м	1000
радиус скважины, м	0,1
количество ГРП	от 5 до 25
длина полукрыла ГРП	100
Kf*WF трещины, мД*м	350
скин трещин	0
депрессия, бар	от 20 до 50
предельное забойное давление, бар	7

**Таблица 4.**  
Параметры скважины и технологический режим

ров следует принять те же факторы, что и для нефти, за одним исключением одного: вместо упругоэластичности насыщенного флюидом породы (упругоэластичности пласта) использовать параметр  $mS_r(P_{нач}/(P_{ст} z_{нач}))$ , где:  $m$  – коэффициент пористости пласта,  $S_r$  – начальная газонасыщенность пласта,  $P_{нач}$  и  $P_{атм}$  – начальное пластовое и атмосферное давления и  $z_{нач}$  – коэффициент сжимаемости при пластовых давлениях и температуре (**табл. 2**).

Для сокращения числа вариантов расчета планирование «численного эксперимента» может быть проведено с использованием метода комбинаторного квадрата. Комбинаторный квадрат для планирования эксперимента при четырех факторах на пяти уровнях позволяет ограничиться всего 25 вариантами расчетов. Из числа указанных факторов, ввиду ограничений по их количеству в комбинаторном квадрате, как для случая нефти, так и газа, выберем коэффициент проницаемости пласта, длину горизонтального ствола скважины, полудлину трещины ГРП и число стадий ГРП.

С целью учесть влияние упругоэластичности пласта и параметра  $mS_r(P_{нач}/(P_{ст} z_{нач}))$  выполнялись дополнительные расчеты для отдельных значений этих параметров, указанных в **табл. 1 и 2**. Это позволило подтвердить аналогичные зависимости величины добычи нефти и газа от рассматриваемых факторов в широком диапазоне изменений упругоэластичности пласта и параметра  $mS_r(P_{нач}/(P_{ст} z_{нач}))$ .

**Таблица 5.**  
Исходные данные для экономических расчетов

ПАРАМЕТРЫ	Значения
Операционные расходы	
переменная от добычи, тыс.руб/тыс.м3	0,691
переменная от времени, тыс.руб/сут	11,672
Капитальные вложения	
скважина, млн.руб	380,9
один ГРП, млн.руб	5
Цена на газ нетбэк, тыс.руб./тыс.куб.м	3,614
НДПИ на газ, тыс.руб./тыс.куб.м	1,164

Следует указать, что для более наглядной демонстрации влияния рассматриваемых факторов на добычу УВС из сланцевых пород вместо абсолютных значений добычи нефти и газа в каждом из расчетных вариантов использовалась величина «приведенной добычи». Она представляла собой отношение величины добычи нефти/газа для значения рассматриваемого фактора к величине добычи при минимальном значении этого фактора. Таким образом величина приведенной добычи, равная 1, соответствовала самому минимальному значению рассматриваемого фактора, а величины приведенной добычи для остальных значений этого фактора показывали, во сколько раз добыча УВС увеличивалась относительно минимального значения фактора.

Результаты выполненных расчетов по влиянию рассматриваемых факторов на величину добычи нефти и газа приведены в виде частных зависимостей величин приведенной добычи от рассматриваемых факторов на **рис. 2 и 3**. Представленные частные зависимости указывают на тенденции изменения рассматриваемого параметра (в данном случае приведенной добычи) с изменением значения фактора при определенном влиянии и остальных факторов. Для построения множественной регрессии (или математической модели) для приведенной добычи от исследуемых факторов может быть использован один из известных методов. К примеру, построение уравнения множественной регрессии по методу Брандона предполагает определение в нескольких этапах частных зависимостей с выбором на каждом этапе фактора, наиболее влияющего на рассматриваемый параметр, и уменьшением числа этих факторов от этапа к этапу (к примеру, подробно изложено в работе [8]).

Построение множественной регрессии приведенной добычи нефти и газа от рассматриваемых факторов не являлось целью настоящей работы, а переход ко второму этапу оптимизации параметров системы разработки сланцевых залежей был выполнен на основе анализа полученных частных зависимостей.

На основе анализа представленных на **рис. 2 и 3** данных можно сделать ряд выводов для дальнейших исследований по обоснованию плотности сетки и параметров скважин.

- Очевидно, что проницаемость пласта является ключевым фактором, определяющим значения дебитов и добычи нефти и газа в сланцевых и плотных породах. При этом влияние проницаемости проявляется более заметно в случае сланцевой нефти.

- Для пластов с проницаемостью от 0,1 нм<sup>2</sup> (0,0001 мД) и ниже практически весь объем

нефти и газа (боле 95–97%) отбирается только из стимулированной зоны пласта (СЗП). Добыча нефти и газа извне СЗП начинает проявляться только для пластов с проницаемостью более 0,025–0,05 мД.

- Отмечается вполне закономерная тенденция увеличения значений добычи нефти и газа с ростом длины ствола скважин, полудлины трещин ГРП и количества стадий ГРП. С увеличением количества стадий ГРП с определенного его значения наблюдается незначительный прирост дебитов и добычи нефти и газа.

- Таким образом, представляется целесообразным на начальном этапе проектирования разработки залежей предусматривать максимально возможные для условий залежи длины стволов и трещин ГРП. Это позволит максимально увеличить размеры СЗП.

На основе указанных выводов можно предложить схему определения параметров и плотности сетки скважин на основе технико-экономической оценки показателей эксплуатации скважины в элементе залежи сланцевых УВС с известными или предполагаемыми ФЕС пластов (эффективная толщина, проницаемость пористость и т.д.).

Данная схема заключается в следующем.

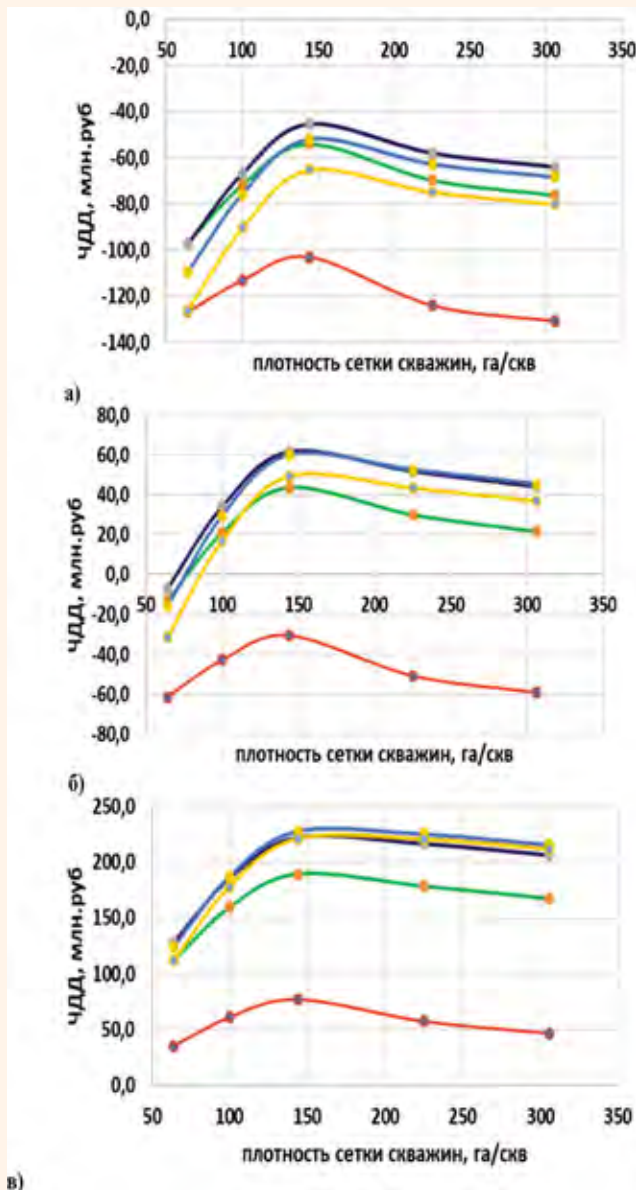
- На начальном этапе обоснования системы разработки длина горизонтального ствола скважин и параметры трещин (длина крыла и др.) задаются исходя из достижения их максимальных значений в данных геолого-технологических условиях объекта (залежи).

- Технологические и технико-экономические показатели эксплуатации скважины в элементе пласта определяются с использованием секторной модели с варьированием двух параметров: плотности сетки скважины и количества стадий ГРП.

- Оптимальные значения плотности сетки скважин и количества стадий ГРП выбираются для максимальных значений ЧДД.

Реализация данной схемы обоснования оптимальной плотности сетки скважин может быть рассмотрена на примере залежи сланцевого газа. В *табл. 3–5* для данного примера приведены основные параметры пласта и пластового газа, параметры скважины и технологический режим ее эксплуатации, а также исходные данные для экономических расчетов. Результаты оценки оптимальных параметров скважины и плотности сетки скважин показаны на *рис. 4*.

Анализ представленных на *рис. 4* данных указывает, что для рассматриваемых ФЕС залежи сланцевого газа для эффективных толщин пласта от 45 и 60 м оптимальная плотность сетки скважин будет составлять 144 га/скв, а оп-



**Рис. 4.** Результаты оценки оптимальных параметров скважины и плотности сетки скважин

тимальное количество стадий ГРП от 15 до 20. Размещение скважин в зонах с толщинами 30 м и ниже – не целесообразно вследствие отрицательного значения ЧДД.

Аналогичным образом выполняется обоснование оптимальных параметров скважин и плотности сетки скважин для случая залежи сланцевой нефти.

Таким образом, с использованием представленной схемы расчётов на предварительном этапе проектирования разработки (освоения) залежей сланцевых УВС может быть обоснована оптимальная плотность сетки скважин и параметры горизонтальных скважин с МГРП. <sup>10</sup>

## Литература

1. Шандрыгин А.Н., Шпуров И.В., Браткова В.Г. Состояние и перспективы разработки месторождений сланцевой нефти // Недропользование XXI век. 2015. № 1. С. 52–63.
2. Шандрыгин А.Н. К вопросу оценки коэффициентов извлечения углеводородов из сланцевых и плотных пород // Недропользование XXI век. 2018. № 6. С. 128–137.
3. A.Khanal, and etc. Effect of Well Spacing on Productivity of Liquid Rich Shale (LRS) Reservoirs with Multiphase Flow: A Simulation Study//SPE-175531-MS. The paper presented at the SPE Liquids-Rich Basins Conference- North America held in Midland, Texas, USA, 2–3 September 2015.
4. Jiao Peng and Desheng Zhou. Optimizing the Design of Cluster Spacing during Volume Fracturing for Tight Formation. The paper presented at Asia-Pacific Energy Equipment Engineering Research Conference (AP3ER 2015).
5. A.Shahkarami, and etc. Horizontal Well Spacing and Hydraulic Fracturing Design Optimization: A Case Study on Utica-Point Pleasant Shale Play//URTeC: 2459851. The paper presented at the Unconventional Resources Technology Conference held in San Antonio, Texas, USA, 1-3 August 2016.
6. W.Szott, K. Mišek. Methods to determine drainage area in shale formations produced by stimulated horizontal wells using reservoir simulation modelling. NAFTA-GAZ. ROK LXXI. Nr.12. 2015. P.992-997.
7. A.Nugrahanti, and etc. Impact of the production of neighbor wells on well productivity in a shale gas reservoir. IIUM Engineering Journal. Vol. 15. No. 1. 2014. P.41-53.
8. Аветисов А.Г., Булатов А.И., Шаманов С.А. Методы прикладной математики в инженерном деле при строительстве нефтяных и газовых скважин. М.: Недра-Бизнес-центр. 2003. 239 с

UDC 553.983

**A.N. Shandrygin**, Doctor of Technical Sciences, Deputy Director Moscow Branch of DeGolyer&MacNaughton, Shan.alex2010@dyandex.ru

15<sup>th</sup> floor, 5 Bryanskaya str., Moscow, 121059, Russia.

# On substantiation of well spacing for oil and gas accumulations in shale and tight rocks

**Abstract.** Currently, the only feasible technology for the oil and gas production from shale and tight rocks is based on horizontal well systems with multistage hydraulic fracturing. For this reason, substantiation of well parameters and spacing is a key factor that determines the efficiency of oil and gas production from shale and tight rocks. This paper presents the results of the study of different geological and technological factors influence on HC production amount, and a workflow for well spacing substantiation in shale reservoirs.

**Keywords:** well spacing; shale oil; tight gas; tight rocks; horizontal well; multistage hydraulic fracturing; recovery efficiency/factor; stimulated reservoir volume.

## References

1. Shandrygin A.N., Shpurov I.V., Bratkova V.G. *Sostoyaniye i perspektivy razrabotki mestorozhdeniy slantsevoy nefiti* [The state and prospects of development of shale oil deposits]. *Neдрopol'zovaniye XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2015, no. 1, pp. 52–63.
2. Shandrygin A.N. *K voprosu otsenki koeffitsiyentov izvlecheniya uglevodorodov iz slantsevyykh i plotnykh porod* [On the issue of estimating the coefficients of extraction of hydrocarbons from shale and dense rocks]. *Neдрopol'zovaniye XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2018, no. 6, pp. 128–137.
3. A.Khanal, and etc. Effect of Well Spacing on Productivity of Liquid Rich Shale (LRS) Reservoirs with Multiphase Flow: A Simulation Study//SPE-175531-MS. The paper presented at the SPE Liquids-Rich Basins Conference- North America held in Midland, Texas, USA, 2–3 September 2015.
4. Jiao Peng and Desheng Zhou. Optimizing the Design of Cluster Spacing during Volume Fracturing for Tight Formation. The paper presented at Asia-Pacific Energy Equipment Engineering Research Conference (AP3ER 2015).
5. A.Shahkarami, and etc. Horizontal Well Spacing and Hydraulic Fracturing Design Optimization: A Case Study on Utica-Point Pleasant Shale Play//URTeC: 2459851. The paper presented at the Unconventional Resources Technology Conference held in San Antonio, Texas, USA, 1-3 August 2016.
6. W.Szott, K. Mišek. Methods to determine drainage area in shale formations produced by stimulated horizontal wells using reservoir simulation modelling. NAFTA-GAZ. ROK LXXI. Nr.12. 2015. P.992-997.
7. A.Nugrahanti, and etc. Impact of the production of neighbor wells on well productivity in a shale gas reservoir. IIUM Engineering Journal. Vol. 15. No. 1. 2014. P.41-53.
8. Avetisov A.G., Bulatov A.I., Shamanov S.A. *Metody prikladnoy matematiki v inzhenernom dele pri stroitel'stve neftyanykh i gazovykh skvazhin* []. Moscow, Nedra-Biznes-tsentrl Publ., 2003, 239 p.