

## Влияние концентрации смолы в укрепляющем растворе «Полискреп» на эксплуатационные характеристики песконесущих скважин

Н.Н. Ефимов<sup>1\*</sup>, В.И. Ноздря<sup>1</sup>, А.И. Ермолаев<sup>2\*\*</sup>, Д.С. Тананыхин<sup>3\*\*\*</sup>, А.А. Кильмаматов<sup>4\*\*\*\*</sup>, М.М. Трипкович<sup>4</sup>

1 – ООО «НПК Спецбурматериалы», г. Жуковский, Московская обл., Россия

2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

3 – Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия

4 – Научно-технический центр «НИС Нафтагас», г. Нови Сад, Сербия

E-mail: \*efimov@scsbm.ru. \*\*aier@gubkin.ru, \*\*\*Tananykhin\_DS@pers.spmi.ru,

\*\*\*\* Kilmamatov.aa@nis.eu

**Аннотация.** Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, вскрывших слабосцементированные коллекторы, сопряжена с осложнениями, связанными с разрушением призабойной зоны пласта и выносом горной породы. Предложена методика определения параметров технологии снижения пескопроявлений в призабойной зоне пласта на основе укрепляющего состава «Полискреп». Методика базируется на фильтрационных и геомеханических экспериментах с насыпными моделями, консолидированными смолой различной концентрации. Приведены результаты лабораторного тестирования, промысловых испытаний и расчетов технологических параметров обработки пескопроявляющих скважин в Республике Сербия.

**Ключевые слова:** вынос песка, укрепление призабойной зоны пласта, укрепляющий состав «Полискреп», фазовая проницаемость, концентрация смолы, сцепление пород, критическая депрессия.

**Для цитирования:** Ефимов Н.Н., Ноздря В.И., Ермолаев А.И., Тананыхин Д.С., Кильмаматов А.А., Трипкович М.М. Влияние концентрации смолы в укрепляющем растворе «Полискреп» на эксплуатационные характеристики песконесущих скважин // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 45–62. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art4>

### Введение

Разработка нефтяных и газовых месторождений нередко связана с вскрытием слабосцементированных продуктивных интервалов. Проблема эксплуатации таких коллекторов заключается в неизбежном выносе дезинтегрированных частиц породы из разрушающейся призабойной зоны пласта (ПЗП) в процессе добычи [1].

Встречаемые на практике газонесущие и нефтеносные коллекторы по своим

прочностным характеристикам настолько разнообразны, что до настоящего времени нет единой экспериментальной методики, позволяющей определять критическую (предельную) депрессию на пласт или критический (предельный) градиент давления, превышение которых приводит к разрушению пласта. Основная сложность заключается в невозможности отбора представительных проб консолидированного керна.

Ниже приведена условная градация предельно допустимых градиентов давления по методике А.А. Шахназарова [2]:

1) неустойчивые, при размокании переходящие в состояние текучести, разрушающиеся без приложения внешней нагрузки или при градиентах давления до 0,5 МПа/м;

2) слабоустойчивые, разрушающиеся при градиентах давления от 0,5 до 10 МПа/м;

3) среднеустойчивые, не разрушающиеся при градиентах давления от 10 до 15 МПа/м;

4) устойчивые, не разрушающиеся при градиентах давления свыше 15 МПа/м.

Возможность определения максимально допустимой депрессии связана, в основном, с изучением прочностных характеристик пород всех четырех категорий по промысловым данным или путем лабораторных исследований. Если разрушение породы начинается с градиента давления, известного из истории эксплуатации скважины или определенного экспериментальным путем, установление допустимой депрессии не вызывает затруднений. Однако в случае практически нулевого предела прочности определение допустимой депрессии весьма затруднительно.

Одним из способов ограничения выноса песка является химическое укрепление призабойной зоны пласта смолами. Положительной стороной технологии считается повышение прочности и сцепления пород и уменьшение выноса песка, а отрицательной – снижение проницаемости коллектора, приводящее к снижению производительности скважины. В работе [3] авторы подробно представили опыт применения технологии «Полискреп»

для укрепления ПЗП нефтяных и газовых скважин. Основным усовершенствованием, обеспечивающим минимальное снижение проницаемости пласта по сравнению с традиционным подходом, является применение азота на всех стадиях обработки, которое заключается в использовании:

– предварительной продувки пласта азотом для снижения водонасыщенности и гидравлического сопротивления при нагнетании химических реагентов;

– совместной закачки реагентов и азота для снижения вязкости и увеличения глубины и равномерности обработки пласта;

– постпродувки пласта азотом в период полимеризации смолы с целью удаления растворителя и формирования каналов гидродинамической связи пласта со скважиной.

В настоящей работе представлена методика, конечной целью которой является построение зависимости дебита скважины от депрессии на пласт при различных значениях концентрации смолы. Имея такие зависимости, можно перейти к выбору оптимальной концентрации смолы, соответствующей максимальному дебиту скважин, призабойная зона которых обрабатывается укрепляющим составом. По сути дела, речь идет о выборе такой «компромиссной» концентрации смолы, при которой снижение фильтрационно-емкостных свойств ПЗП компенсируется увеличением предельно допустимой депрессии на пласт за счет укрепления призабойной зоны.

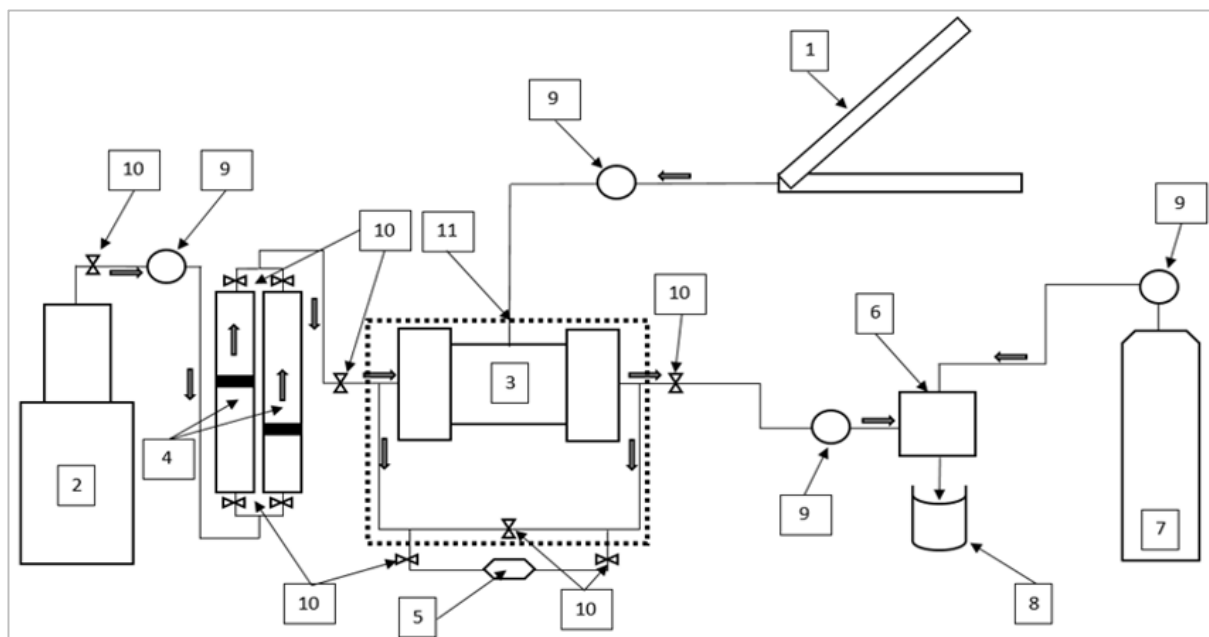
Ниже приведен пример применения предлагаемой методики для скважин нефтяного месторождения Сербии с описанием основных этапов методики.

**Лабораторные и численные эксперименты**

1. Измерение проницаемости жидкости на насыпных моделях при фильтрационных исследованиях при различной концентрации смолы в составе «Полискреп». Фильтрационные эксперименты проводились в Научно-техническом

центре АО «НИС-Нафтогас» (г. Нови Сад, Республика Сербия).

На рис. 1 представлена технологическая схема фильтрационной установки для исследования влияния технологических жидкостей на изменение проницаемости керна и насыпных моделей.

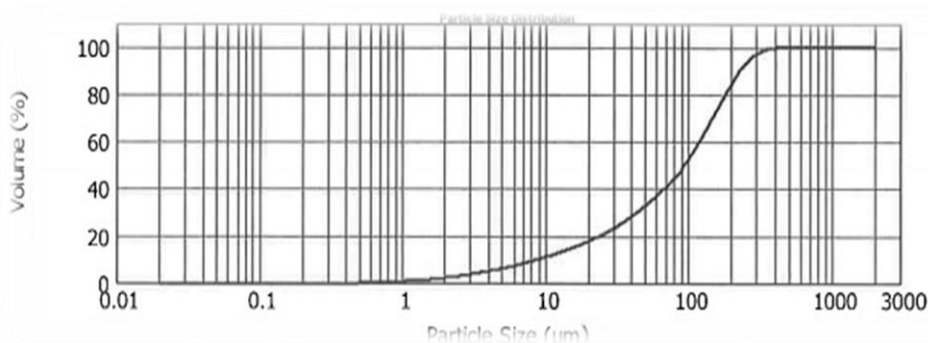


1 – ручной насос для создания горного давления; 2 – плунжерный насос; 3 – кернодержатель; 4 – емкости для нагнетаемого агента; 5 – сенсор дифференциального давления; 6 – регулятор противодавления; 7 – баллон с газом для создания противодавления; 8 – сосуд для сбора продуктов фильтрации; 9 – манометр; 10 – регулировочный вентиль; 11 – термощкаф

**Рис. 1.** Принципиальная схема фильтрационной установки для испытания насыпных моделей

Гранулометрический состав пластового песка приведен на рис. 2, интервал отбора, пористость и проницаемость по газу приведены в табл. 1–3.

Концентрация смолы в исследуемых образцах составляет: 20–40% (табл. 2). Параметры условий для моделирования приведены в табл. 3.



**Рис. 2.** Интегральная кривая распределения частиц породы по размеру (скважина Ki-106)

Таблица 1

**Результаты замера исходной фазовой проницаемости по газу  
образцов пластового песка Ki-106**

Интервал отбора керна материала, м	Маркировка	Пористость, %	Проницаемость по газу, мкм <sup>2</sup>
1617,0–1626,00	P37/22	26,9	1,3
1617,00–1626,00	P38/22	29,7	1,4
1617,00–1626,00	P39/22	27,5	1,3

Таблица 2

**Концентрация смолы в составе «Полискреп»**

Концентрация, % Анализ P37/22	Концентрация, % Анализ P38/22	Концентрация, % Анализ P39/22
40,0	30,0	20,0

Таблица 3

**Параметры для моделирования пластовых условий**

Пластовые условия	Значение
Пластовая температура, °С	71,0
Пластовое давление, МПа	10,0
Давление обжима, МПа	2,0
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,401
Вязкость керосина в пластовых условиях, мПа·с	0,595

Фильтрационные испытания проводились на образцах пластового песка скважины Ki-106 со средним диаметром частиц  $d_{50} = 0,10$  мм (см. рис. 2).

Модели пласта представляли собой ограниченные перфорированными

металлическими шайбами цилиндры из спрессованного песка, заключенные в оболочку из термоусадочной пленки длиной 7,62 см и диаметром 3,81 см, показанные на рис. 3.



**Рис. 3.** Насыпные модели для исследования

Нагнетание растворов смолы в пласт осуществлялось при постоянном расходе 2 см<sup>3</sup>/мин в объеме одного порового пространства. Далее проводилась закачка азота при постоянном расходе и давлении

10,5 МПа в течение 8 часов, после чего проводились эксперименты по определению фазовой проницаемости по керосину, воде и газу. Данные представлены в табл. 4–6.

Таблица 4

**Сравнение проницаемости по газу до и после обработки**

Концентрация смолы в составе «Полискреп»,%	Проницаемость по газу до обработки, мкм <sup>2</sup>	Проницаемость по газу после обработки, мкм <sup>2</sup>	Изменение фазовой проницаемости после обработки, %
40	1,3	0,5	-62
30	1,4	1,1	-19
20	1,3	1,3	-3

Таблица 5

**Сравнение проницаемости по керосину до и после обработки**

Концентрация смолы в составе «Полискреп»,%	Проницаемость по керосину до обработки, мкм <sup>2</sup>	Проницаемость по керосину после обработки, мкм <sup>2</sup>	Изменение фазовой проницаемости после обработки, %
40	0,2	0,17	-16
30	0,4	0,7	+70
20	0,3	1,0	+240

Таблица 6

**Сравнение фазовой проницаемости по воде до и после обработки**

Концентрация смолы в составе «Полискреп»,%	Проницаемость по воде до обработки, мкм <sup>2</sup>	Проницаемость по воде после обработки, мкм <sup>2</sup>	Изменение фазовой проницаемости после обработки, %
40	0,5	0,01	-98
30	0,6	0,21	-67
20	0,6	0,30	-49

Из анализа данных табл. 4–6 следует, что с увеличением концентрации смолы в составе «Полискреп» происходит снижение фазовой проницаемости по всем флюидам. Прирост проницаемости по керосину при концентрациях смолы 20 и 30% связан с гидрофобизацией поверхности породы за счет адсорбции кремнийорганической смолы. При более высокой концентрации смолы этот эффект нивелируется за счет увеличения толщины пленки на поверхности частиц и сужения каналов в порах обработанного песчаника.

*2. Геомеханические испытания прочностных свойств после фильтрационных исследований при различных концентрациях смолы в составе «Полискреп». Под устойчивостью скважины понимают способность надежно и стабильно выполнять заложенные проектом строительства функции. Это понятие включает широкий спектр природных явлений и технико-технологических решений, главными из которых являются:*

– напряженно-деформационные процессы в продуктивных пластах, вызванные сооружением в них горных выработок (скважин) и их последующей эксплуатацией, включая и процессы разрушения горных пород;

– деформационные процессы в системе «горные породы – обсадные колонны» при эксплуатации скважин, включая процессы смятия колонн;

– эрозионно-коррозионные явления в стволе скважины под действием потоков флюида с механическими примесями;

– технологии и технические средства укрепления призабойных зон, удаления с забоя механических примесей и т. п.

Первые две группы процессов являются предметом исследования геомеханики [4–10]. После завершения фильтрационных экспериментов образцы обработанных составом «Полискреп» песчаников были подвержены геомеханическим испытаниям прочности на одноосное сжатие и растяжение [11]. Данные представлены в табл. 7.

Таблица 7

#### Геомеханические показатели обработанных составом «Полискреп» образцов пластового песка

№ п/п	Наименование параметра	Концентрация смолы, %		
		40	30	20
1	Прочность на одноосное сжатие, $\sigma_{сж}$ , МПа	13,2	3,1	0,5
2	Прочность на растяжение, $\sigma_{рас}$ , МПа	6,0	1,2	0,1
3	Сцепление породы, $C_0$ МПа	4,4	0,9	0
4	Угол внутреннего трения, градус	22,5	21,3	20,2

На рис. 4 представлен паспорт образца пластового песка, обработанного составом «Полискреп» при содержании смолы 40% с нанесенным значением угла внутреннего трения. Сцепление породы  $C_0$  определяется

графически по пересечению огибающей к кругам Мора на сжатие и растяжение с осью напряжений. Сцепление – составляющая прочности породы на сдвиг, которая не зависит от трения между частицами.

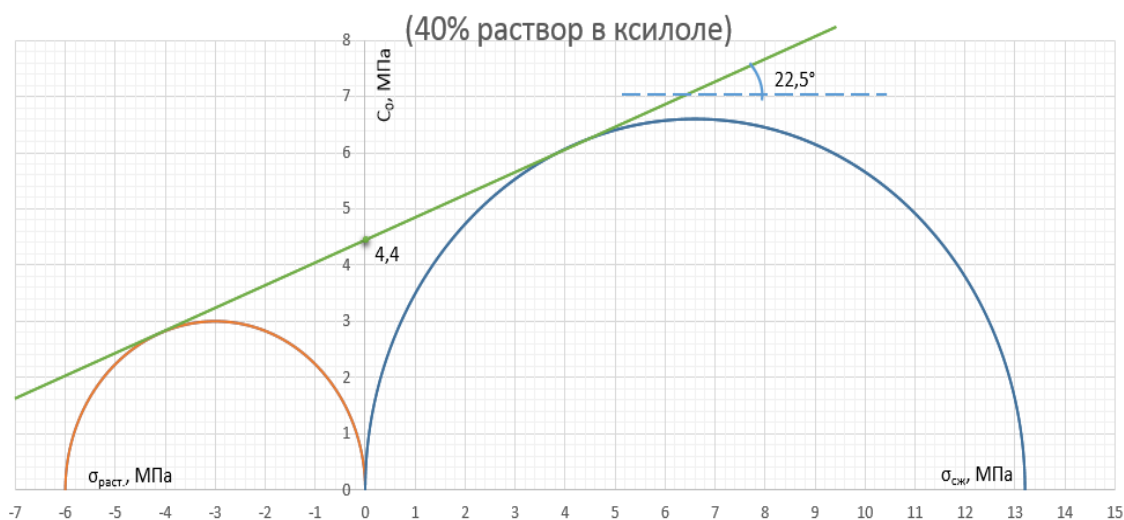
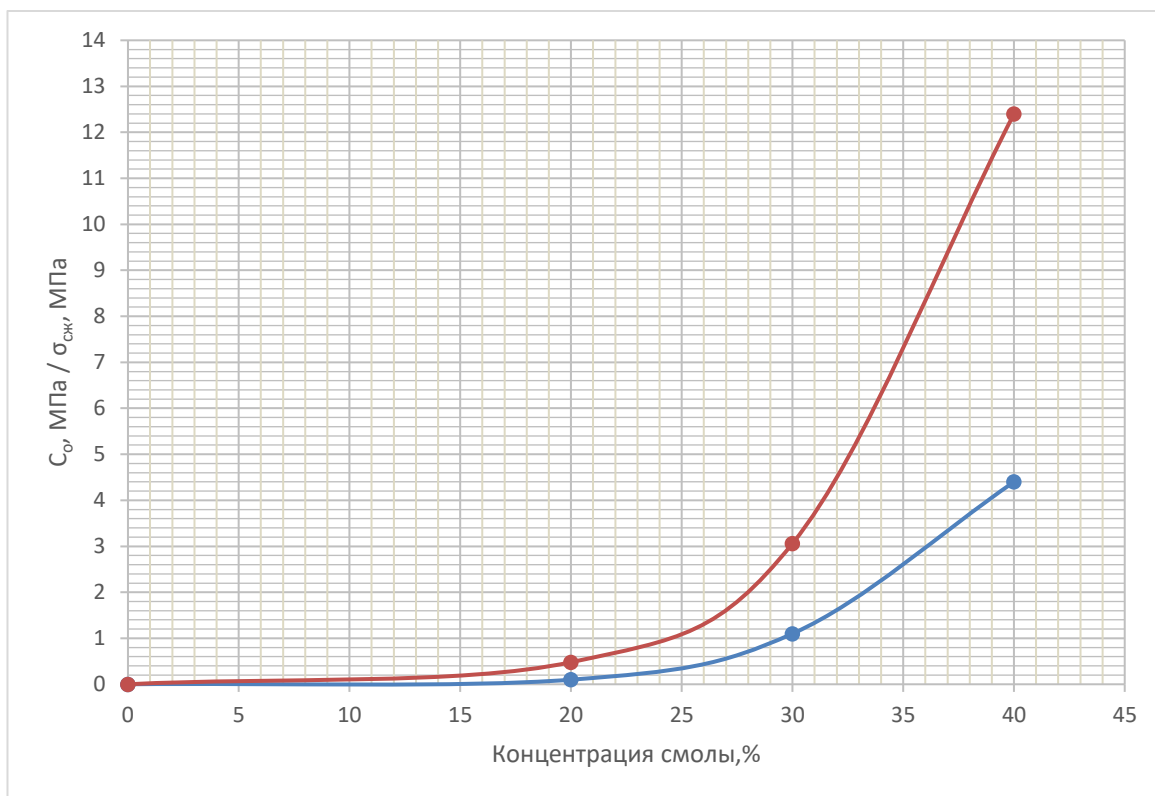


Рис. 4. Паспорт породы после обработки составом «Полискреп»

Исходя из графика рис. 5, при концентрации смолы в растворе 35% прочность на одноосное сжатие составит 7,0 МПа, а сцепление – 2,8 МПа. Ожидаемое снижение фазовой проницаемости

составляет 9–10%. Расчет критического радиуса показывает, что этого достаточно для обеспечения плановой добычи без превышения критической депрессии.



**Рис. 5.** Зависимость изменения прочности на одноосное сжатие и сцепление породы от концентрации смолы в составе укрепляющего раствора «Полискреп»

В табл. 8 представлены данные работы скважин до и после обработки составом «Полискреп» с содержанием смолы 36%. Видно, что вынос песка сократился на всех скважинах. На скважине X-383 отмечается снижение дебита по жидкости, но без потери добычи нефти.

При проведении анализа по оценке изменения фильтрационно-емкостных и геомеханических свойств слабосцементи-

рованных пород призабойной зоны пласта после обработки смолами в качестве основных величин, влияющих на результативность ремонтных работ, были выбраны критическое (минимально допустимое) забойное давление (при давлении ниже этого значения происходит разрушение породы и вынос частиц в скважину) и, соответственно, критическая депрессия на пласт.

Таблица 8

**Сравнительные данные работы скважин до и после обработки составом «Полискреп»**

№ скв.	Параметры работы скважины							
	до ремонта					после ремонта		
	Интервал перфорации, м	Описание породы	КВЧ*, мг/дм <sup>3</sup>	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup>	Обв., %	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup>	Обв., %	КВЧ*, мг/дм <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9
X-032	749,5–751,5	Слабосвязанные среднезернистые и мелкозернистые песчаники и глинистые песчаники. Содержание карбонатов до 25%	>500	6,8	71	8,3	80	25
X-266	795,5–797,5	Песчаник тонкозернистый, от кварцевого до кварц-слюдяного состава, слабосвязанный. Среднее содержание карбонатов 21,47%	>1000	3,1	85	19,8	74	20
X-271	754,0–755,5	Песчаник мелкозернистый до тонкозернистого, кварцевый, реже кварц-слюдяного состава, слабосвязанный. Содержание карбонатов до 6,33%	>700	7,3	72	11,6	80	40
X-383	861,5–863,5	Средне- и мелкозернистые кварцево-слюдяные песчаники, глинистые мергели и алевролиты. Содержание карбонатов до 5%	>1000	15,6	86	12	78	34

\* КВЧ – количество выносимых частиц.

3. Расчет критического радиуса разрушения породы и критической депрессии при обработке слабо консолидированных коллекторов после обработки составом «Полискреп». Авторами работы [12] предложены формулы, связывающие критическую депрессию и предельный градиент давления с радиусом разрушения ПЗП.

$$R_{кр} = \frac{2C_0}{\rho_{г.п.}} + r_c, \quad (1)$$

где  $C_0$  – сцепление породы, МПа;

$\rho_{г.п.}$  – плотность породы, кг/м<sup>3</sup>;

$r_c$  – радиус скважины, м.



В соответствии с работой [12] условия отсутствия разрушения призабойной зоны определяются неравенством:

$$R_{пз} < R_{кр},$$

где  $R_{пз}$  – радиус ПЗП, м.

При линейном законе сопротивления и плоскорадиальной фильтрации  $\Delta P_{max}$  максимально допустимая (предельная, критическая) депрессия будет иметь вид [12]:

$$\Delta P_{max} = 2,3R_{кр} \left( \frac{dP}{dr} \right)_{кр} (\ln R_{кр}/r_c), \quad (2)$$

где  $(dP/dr)_{кр}$  – критический (предельный) градиент давления, МПа/м.

Использование формул (1) и (2) для определения критического радиуса и критической депрессии на пласт некорректно, так как после обработки смолами призабойная зона разделяется на две области: на обработанную смолами и естественную, причем обработанная порода имеет совершенно другие проницаемость, сцепление и фазовую проницаемость, чем необработанная область.

Для расчета критической депрессии были проанализированы три способа, основанные на критериях Моги–Кулона, Мора–Кулона и модифицированном критерии Ладе [13–15]. Расчеты проводились в программном комплексе Mathcad, который позволяет определять критические забойное давление и депрессию для каждого из трех способов. В качестве исходных данных использовались пластовое давление, сцепление горной породы, угол внутреннего трения горной породы,

коэффициент Пуассона, коэффициент Биота, максимальные и минимальные горизонтальные напряжения, а также вертикальные напряжения, действующие на породу в пласте. Согласно данным, приведенным в статье [13], расчетное значение критического забойного давления, наиболее близкое к реальному, соответствует использованию критерия Моги–Кулона. Критерий Мора–Кулона дает, как правило, завышенные значения, а модифицированный Ладе – заниженные.

Для проведения расчета пласт был условно разделен на две области: зону с упругими деформациями, в которой отсутствуют разрушения, а также зону с пластическими деформациями (критическая зона), где могут быть разрушения. Зона с пластическими деформациями должна быть полноценно обработана укрепляющим составом «Полискреп» для предотвращения разрушения породы и выноса ее частиц в скважину.

Радиус зоны пластических деформаций предлагается рассчитать методом Лабаса–Рупенейга. Безразмерный радиус зоны предельного состояния определяется формулой [16]:

$$r_p = \left[ \frac{\sigma_v + C_0 \cdot \operatorname{ctg} \varphi}{p + C_0 \cdot \operatorname{ctg} \varphi} (1 - \sin \varphi) \right]^{\frac{1}{a}},$$

где  $p$  – отпор крепи (для незакрепленной выработки  $p = 0$ ), Мпа;

$\sigma_v$  – вертикальное напряжение, Мпа;

$\varphi$  – угол внутреннего трения, градус;

$a$  – коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$a = \frac{2 \sin \varphi}{1 - \sin \varphi}.$$

Радиус зоны пластических деформаций:

$$r_e = r_c \cdot r_p,$$

где  $r_c$  – радиус скважины, м;

Расчеты радиуса зоны пластической деформации также выполнены в пакете Mathcad.

Далее был рассчитан потенциальный дебит скважины. Для однородного пласта (до обработки):

$$Q_{\max} = \frac{2\pi k_{\text{before}} h}{\mu_n} \frac{\Delta P_{\max}}{\ln(R_k/r_c)},$$

где  $k_{\text{before}}$  – проницаемость пласта до обработки (принимается его однородным), мкм<sup>2</sup>;

$h$  – толщина пласта, м;

$\mu_n$  – вязкость нефти, м<sup>2</sup>/с;

$R_k$  – радиус контура питания, м.

Для пласта с зональной неоднородностью (после обработки):

$$Q_{\max} = \frac{[2\pi h \Delta P_{\max} / \mu_n]}{[\ln(R_k/r_e)]/k_{\text{before}} + [\ln(r_e/r_c)]/k_{\text{after}}},$$

где  $k_{\text{after}}$  – проницаемость части пласта после обработки, мкм<sup>2</sup>.

Авторами созданы две расчетные модели в программном комплексе Mathcad. Первая из них выполняет расчеты для необработанного пласта. В качестве него использовался образец, обработанный 30%-м раствором, ввиду того, что сцепление породы, обработанной раствором 20%-й концентрации, равняется 0. С применением второй модели выполнены расчеты для пласта, обработанного составом «Полискреп» с концентрацией смолы, равной 40%.

По результатам всех вычислений тремя способами (Моги–Кулона, Мора–Кулона, модифицированного Ладе) были построены графики (рис. 6, 7), характеризующие зависимости критической депрессии от сцепления горной породы и угла внутреннего трения, т. е. от параметров, на которые оказывает влияние концентрация укрепляющей смолы.

При добыче нефти в Сербии на исследуемом месторождении депрессии достигают 3,0–4,0 МПа, поэтому обработка составом «Полискреп» при концентрации смолы, равной 36%, происходит надежное крепление ПЗП; фазовая проницаемость по нефти снижается на 12%. Имея запас прочности коллектора и возможность увеличения депрессии на пласт, можно компенсировать снижение фильтрационно-емкостных свойств ПЗП.

Ниже представлены зависимости радиуса зоны пластических деформаций от сцепления горной породы и при угле внутреннего трения породы, равном  $22,5^\circ$  (рис. 8), и от угла внутреннего трения при сцеплении горной породы, равном 2 МПа (рис. 9).

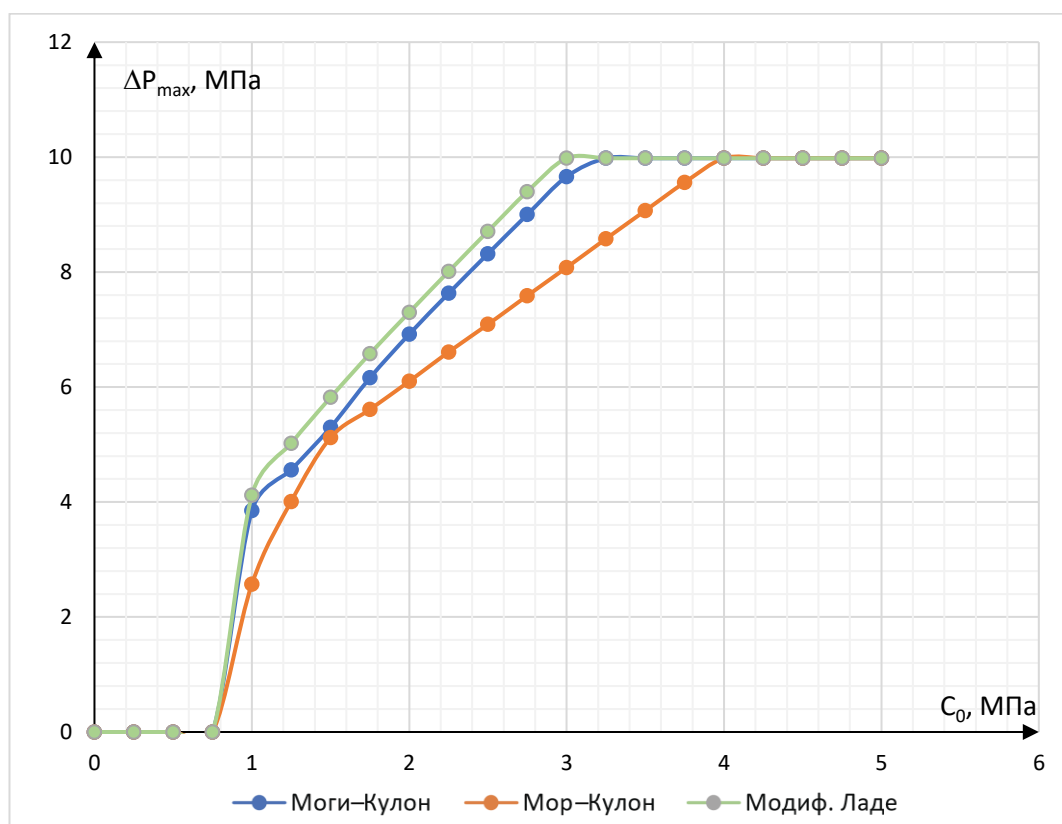
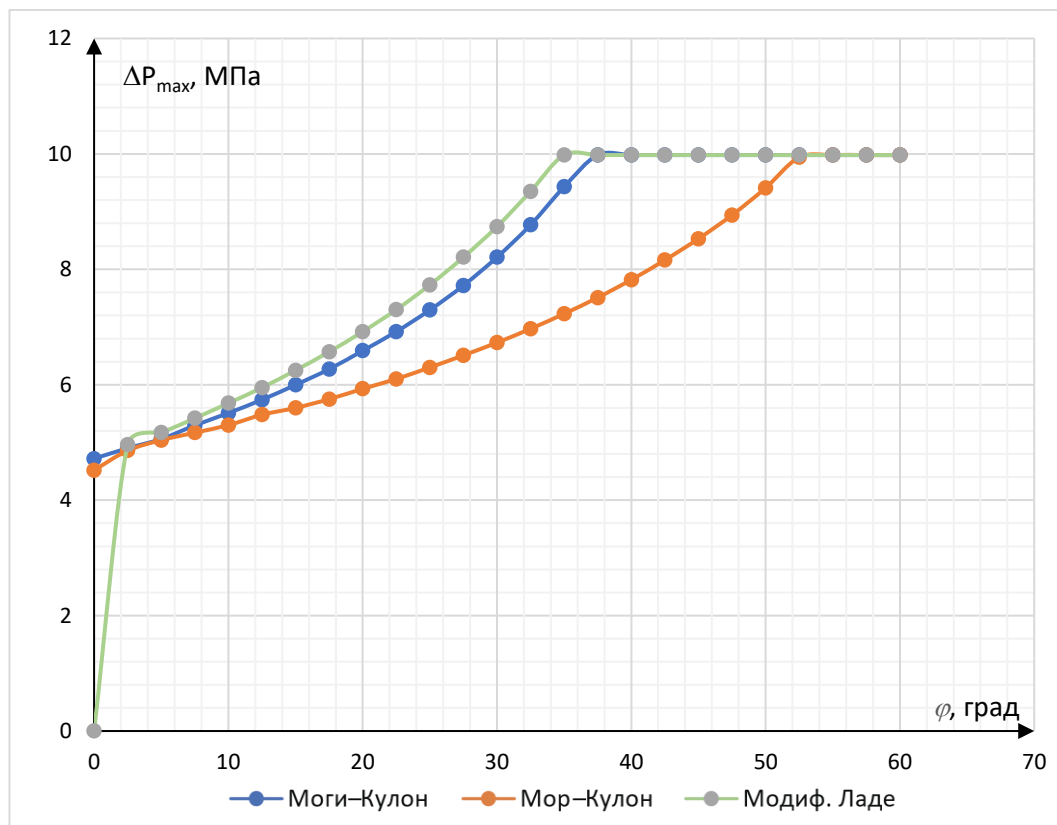


Рис. 6. Зависимость критической депрессии  $\Delta P_{max}$  от  $C_0$  – сцепления горной породы ( $\varphi = 22,5^\circ$ )



**Рис. 7.** Зависимость  $\Delta P_{\max}$  – критической депрессии от  $\varphi$  – угла внутреннего трения горной породы ( $C_0 = 2$  МПа)

Приведенные на рис. 6–9 зависимости позволяют перейти к построению итоговой зависимости дебита скважины от депрессии на пласт при различных значениях концентрации укрепляющей смолы (рис. 10). На графиках рис. 10 приведены такие зависимости дебитов скважины от депрессии для образца, обработанного 30%-м раствором (см. выше), и для пласта, обработанного составами с различной концентрацией смолы (данные по сцеплению, углу внутреннего трения и абсолютной проницаемости были получены линейной

интерполяцией). Окончание линий означает достижение предельного значения депрессии на пласт (пластовое давление  $P_{\text{пл}} = 9,8$  МПа).

Из полученных зависимостей следует, что за счет применения рассмотренной технологии укрепления призабойной зоны пласта возможно увеличение предельно допустимой депрессии примерно в 2,8–3,3 раза, что соответствует увеличению дебита скважин в 2–2,5 раза в зависимости от концентрации укрепляющей смолы в растворе.

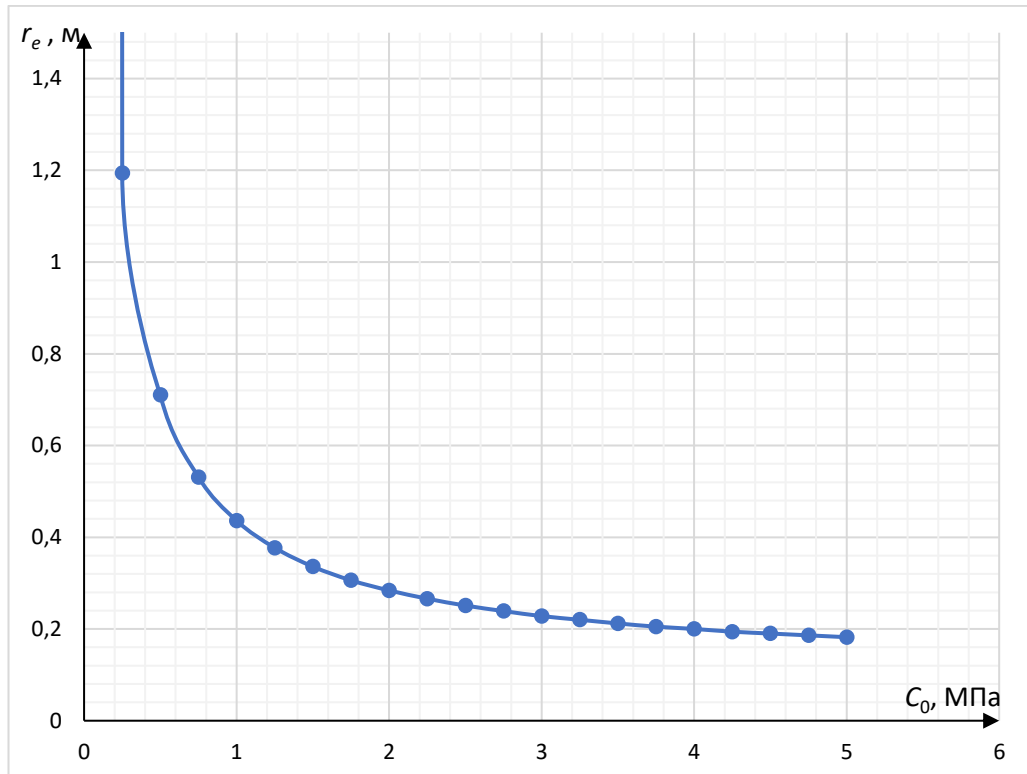


Рис. 8. Зависимость  $r_e$  – радиуса зоны пластических деформаций от  $C_0$  – сцепления горной породы ( $\varphi = 22,5^\circ$ )

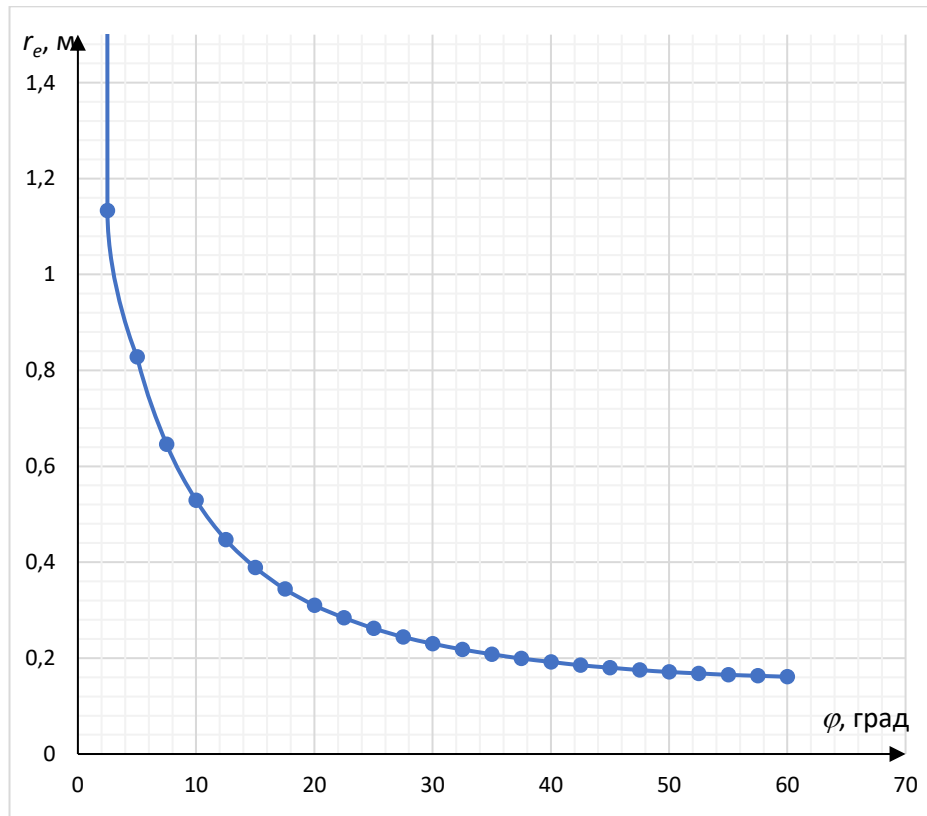


Рис. 9. Зависимость  $r_e$  – радиуса зоны пластических деформаций от  $\varphi$  – угла внутреннего трения горной породы ( $C_0 = 2 \text{ МПа}$ )

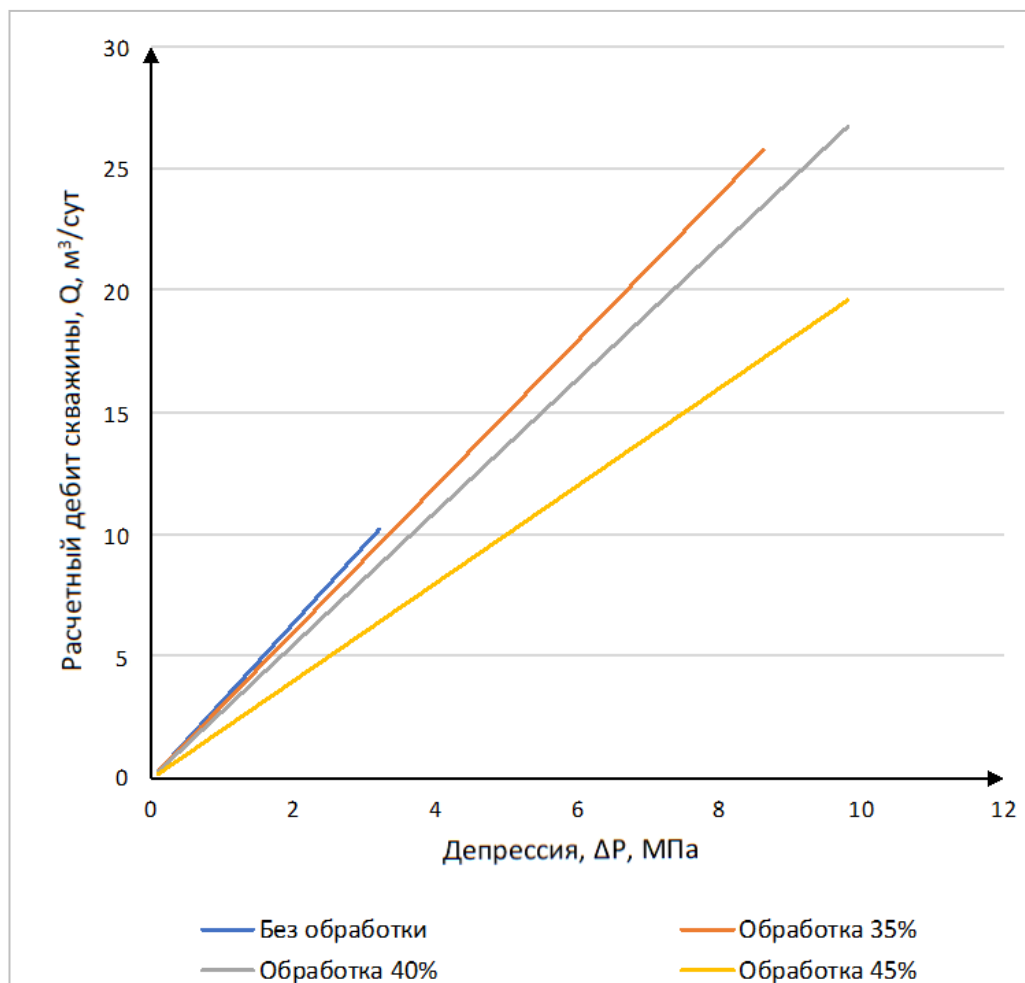


Рис. 10. Зависимость  $Q$  – расчетного дебита скважины от  $\Delta P$  – депрессии

### Заключение

Полученные в данной работе результаты проведенных лабораторных экспериментов и выполненных расчетов позволяют сформулировать следующие выводы.

1. Для достижения максимальных значений дебита скважины наиболее предпочтительной концентрацией смолы в укрепляющем растворе соответствует диапазон 35–37%.

2. Концентрация укрепляющей смолы, соответствующая наибольшему увеличению дебита, будет зависеть от максимально возможной величины депрессии на пласт, которая будет определяться не только

условиями сохранения ПЗП от разрушения (например, максимально возможной депрессией, превышение которой приводит к недопустимому обводнению скважины).

3. При применении технологии укрепления ПЗП более высокие значения дебита скважины могут достигаться и при меньших значениях критической депрессии.

4. Предложенная в данной работе методика позволяет оценить влияние технологических параметров процесса укрепления призабойной зоны пласта раствором «Полискреп» на эксплуатационные характеристики скважин (депрессию и дебит).

Методика состоит из следующих этапов:

– оценки проницаемостей по газу, керосину и воде при различных концентрациях смолы в составе укрепляющего раствора на насыпных моделях пласта;

– определения сцепления породы по данным геомеханических испытаний образцов на одноосное сжатие и растяжение;

– определения критического радиуса и предельной депрессии на пласт.

В конечном итоге, методика позволяет построить зависимость дебита скважины от депрессии на пласт при различной концентрации смолы в укрепляющем растворе.

5. Применение методики направлено на выявление наиболее эффективных параметров технологии укрепления призабойной зоны пласта с использованием растворов кремнийорганических смол в терригенных слабосцементированных пластах-коллекторах.

### Литература

1. *Аксенова П.А., Овчинников В.П., Анашкина А.Е.* Технология и технические средства заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2018. 134 с.

2. *Шахназаров А.А.* Определение допустимой депрессии на пробкообразующие пласты // Нефтяное хозяйство. 1957. № 4. С. 35–37.

3. *Ефимов Н.Н., Ноздря В.И., Каранетов Р.В.* и др. Опыт применения оптимизированной технологии химического укрепления призабойной зоны пласта // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 3(38). С. 28–38. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art3>

4. *Пятахин М.В.* Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин. М.: Газпром ВНИИГаз, 2011. 266 с.

5. *Ефимов С.И.* Совершенствование методов обоснования и расчета предельно допустимых депрессий и дебитов при эксплуатации газовых скважин: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М., 2021. 23 с.

6. *Каушанский Д.А., Цицорин А.И., Дмитриевский А.Н.* и др. Изучение прочностных и фильтрационных свойств образцов кернов, структурированных уретановым предполимером // Нефтяное хозяйство. 2016. № 3. С. 105–107.

7. *Жуков В.С.* Динамика физико-механических свойств горных пород (динамическая петрофизика) // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2002. № 9. С. 59–63.

8. *Зотов Г.А., Динков А.В., Черных В.А.* Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах. М.: Недра, 1987. 172 с.

9. *Макфи К., Рид Дж., Зубизаретта И.* Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам / Пер. с англ. И.Н. Иванова; под ред. М.А. Тугаровой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 924 с.

10. *Сантарелли Ф.Ж., Детьян Ж.Л., Зюндель Ж.П.* Определение механических свойств глубокозалегающих пластов для оценки вероятности добычи песка // Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти: Сб. ст. / Под ред. В. Мори, Д. Фурментро; Пер. с фр. и англ. под ред. Н.М. Проскуракова. М.: Мир, 1994. С.166–175.

11. *Дементьев А.В.* Геомеханика: Методические указания к практическим занятиям. Кемерово: КузГТУ им. Т.Ф. Горбачева, 2021. 44 с.
12. *Коротаев Ю.П., Ширковский А.И.* Добыча, транспорт и подземное хранение газа: Учебник для вузов. М.: Недра, 1984. 486 с.
13. *Al-Shaaiibi S.K., Al-Ajmi A.M., Al-Wahaibi Y.* Three dimensional modeling for predicting sand production // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2013. Vol. 109. P. 348–363. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.04.015>
14. *Song R., Zhang P., Tian X.* et al. Study on critical drawdown pressure of sanding for wellbore of underground gas storage in a depleted gas reservoir // *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 16. P. 5913. <https://doi.org/10.3390/en15165913>
15. *Eshiet K.I.-I.I., Shen Y.* Investigating sand production phenomena: An appraisal of past and emerging laboratory experiments and analytical models // *Geotechnics*. 2021. Vol. 1, No. 2. P. 492–533. <https://doi.org/10.3390/geotechnics1020023>
16. *Tananykhin D.S., Tsvetkov P.S., Kamoza V.V.* Analysis and recommendations of sand consolidation methods to limit sand production in gas wells // *Journal of Physics: Conference Series*. 2018. Vol. 1072. P. 012022. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1072/1/012022>



## Effect of organo-siloxane polymer concentration in Polyskrep consolidating compound on the performance of sand-producing wells

N.N. Efimov<sup>1\*</sup>, V.I. Nozdrya<sup>1</sup>, A.I. Ermolaev<sup>2\*\*</sup>, D.S. Tananykhin<sup>3\*\*\*</sup>, A.A. Kilmamatov<sup>4\*\*\*\*</sup>, M.M. Tripković<sup>4</sup>

1 – Spetsburmaterialy Research and Production Company LLC, Zhukovsky, Moscow Oblast, Russia

2 – National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

3 – Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia

4 – NIS Naftagas Scientific and Technological Centre, Novi Sad, Serbia

E-mail: \*efimov@scsbm.ru. \*\*aier@gubkin.ru, \*\*\*Tananykhin\_DS@pers.spmi.ru,

\*\*\*\*Kilmamatov.aa@nis.eu

**Abstract.** The operation of oil and gas wells that have opened poorly consolidated reservoirs is associated with complications related to the destruction of the bottomhole zone of the formation and the removal of rock. A method for determining the parameters of the technology for reducing sand occurrences in the bottomhole zone of the formation based on the Polyskrep strengthening compound is proposed. The technique is based on filtration and geomechanical experiments with sand-packed tubes, poorly consolidated reservoirs and organo-siloxane polymer with different concentrations. The results of laboratory testing, field tests and calculations of technological parameters for processing sand wells in the Republic of Serbia are presented.

**Keywords:** sand production, bottomhole zone consolidation, Polyskrep consolidating compound, relative permeability, organo-siloxane polymer concentration, rock consolidation, critical draw-down pressure.

**Citation:** Efimov N.N., Nozdrya V.I., Ermolaev A.I., Tananykhin D.S., Kilmamatov A.A., Tripković M.M. Effect of organo-siloxane polymer concentration in Polyskrep consolidating compound on the performance of sand-producing wells // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 45–62. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art4> (In Russ.).

### References

1. Aksenova P.A., Ovchinnikov V.P., Anashkina A.E. Technologies for the operation of wells complicated by sand production. Tyumen: Industrial University of Tyumen, 2018. 134 p. (In Russ.).
2. Shakhnazarov A.A. Determination of acceptable draw-down on plug-forming formations // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 1957. No. 4. P. 35–37. (In Russ.).
3. Efimov N.N., Nozdrya V.I., Karapetov R.V. et al. A case study in the use of optimized technology for chemical sand consolidation in the bottomhole zone // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 3(38). P. 28–38. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art3> (In Russ.).
4. Pyatakhin M.V. Geomechanical problems during well operation. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. 266 p. (In Russ.).
5. Efimov S.I. Improvement of methods for justification and calculation of maximum allowable drawdowns and production rates during gas well operation: Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow, 2021. 23 p. (In Russ.).

6. *Kaushansky D.A., Tsitsorin A.I., Dmitrievsky A.N.* et al. Study of strength and filtration properties of core samples structured by urethane pre-polymer // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2016. No. 3. P. 105–107. (In Russ.).
7. *Zhukov V.S.* Dynamics of physical and mechanical properties of rocks (dynamic petrophysics) // *Mining Informational and Analytical Bulletin*. 2002. No. 9. P. 59–63. (In Russ.).
8. *Zotov G.A., Dinkov A.V., Chernykh V.A.* Operation of wells in unstable reservoirs. Moscow: Nedra, 1987. 172 p. (In Russ.).
9. *McPhee C., Reed J., Zubizarreta I.* Core analysis: A best practice guide. Amsterdam: Elsevier, 2015. 829 p.
10. *Santarelli F.J., Detienne J.L., Zundel J.P.* Determination of the mechanical properties of deep reservoir sandstones to assess the likelihood of sand production // *ISRM International Symposium, Pau, France, 30 August – 2 September 1989*. Paper ISRM-IS-1989-100. <https://onepetro.org/ISRMIS/proceedings-abstract/IS89/All-IS89/ISRM-IS-1989-100/45862> (Accessed on 17.08.2023).
11. *Dementiev A.V.* Geomechanics: Guidelines for practical classes. Kemerovo: T.F. Gorbachev State Technical University, 2021. 44 p. (In Russ.).
12. *Korotayev Yu.P., Shirkovsky A.I.* Gas production, transport and underground storage: Textbook for universities. Moscow: Nedra, 1984. 486 p. (In Russ.).
13. *Al-Shaabi S.K., Al-Ajmi A.M., Al-Wahaibi Y.* Three dimensional modeling for predicting sand production // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2013. Vol. 109. P. 348–363. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.04.015>
14. *Song R., Zhang P., Tian X.* et al. Study on critical drawdown pressure of sanding for wellbore of underground gas storage in a depleted gas reservoir // *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 16. P. 5913. <https://doi.org/10.3390/en15165913>
15. *Eshiet K.I.-I.I., Sheng Y.* Investigating sand production phenomena: An appraisal of past and emerging laboratory experiments and analytical models // *Geotechnics*. 2021. Vol. 1, No. 2. P. 492–533. <https://doi.org/10.3390/geotechnics1020023>
16. *Tananykhin D.S., Tsvetkov P.S., Kamoza V.V.* Analysis and recommendations of sand consolidation methods to limit sand production in gas wells // *Journal of Physics: Conference Series*. 2018. Vol. 1072. P. 012022. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1072/1/012022>