УДК 622.244.5

# ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ НА ДЕПРЕССИИ

♦♦♦♦♦

# TECHNICAL AND ECONOMIC PRINCIPLES FOR SELECTING GEOLOGICAL TARGETS FOR UNDERBALANCED DRILLING

**Тихонов Евгений Владимирович**
технический директор отдела буровых растворов
ООО «БУРСЕРВИС»
evgeny.tikhonov@internet.ru

**Аннотация.** В статье приведено описание процесса бурения с депрессией на продуктивный пласт, его преимущества и ограничения как геолого-технологического, так и экономического характера. Описывается вопрос выбора максимально допустимой величины депрессии, который обусловлен тремя основными ограничениями. Приведена величина допустимой депрессии на пласты горных пород в зависимости от глубины скважины и пластового давления, приведено описание факторов, которыми обусловлен прирост дебита, а также влияние типа бурового раствора на продуктивность скважин в различных районах РФ.

**Ключевые слова:** заканчивание скважин на депрессии; бурение с депрессией на продуктивный пласт; геолого-технологические и экономические ограничения метода; выбор максимально допустимой величины депрессии; допустимая депрессия на пласты горных пород; повышение добывных возможностей скважин; влияние типа бурового раствора на продуктивность скважин.

**Tikhonov Evgeny Vladimirovich**
Technical Director of the Drilling Fluids Department of «BURSERVICE» LLC
evgeny.tikhonov@internet.ru

**Annotation**. This article describes the process of underbalanced drilling into a productive formation, outlining its advantages as well as its geological, technical, and economic limitations. It addresses the selection of the maximum allowable pressure drawdown, a decision governed by three primary constraints. The article presents the permissible drawdown values for rock formations in relation to well depth and reservoir pressure, discusses the factors that contribute to increased flow rates, and examines the impact of drilling fluid type on well productivity across various regions of the Russian Federation.

**Keywords:** well completion under underbalanced conditions; drilling a productive formation under underbalanced conditions; geological, technical, and economic limitations of the method; selection of the maximum allowable underbalance value; permissible underbalance for rock formations; increasing the production potential of wells; influence of drilling fluid type on well productivity.

К настоящему времени в Российской практике бурения накоплен определённый научный и промысловый опыт заканчивания скважин на депрессии, который можно считать первым этапом развития отечественного опыта.

Бурение с депрессией на продуктивный пласт является наиболее приемлемым методом для большинства старых и истощённых месторождений, так как он позволяет одновременно избежать загрязнения пласта, повысить продуктивность скважин и увеличить конечный объём извлекаемой нефти. Кроме этого, исключаются случаи прихвата бурильных труб за счёт дифференциального давления и поглощения промывочной жидкости, а также значительно увеличивается скорость механического бурения.

Однако у этого метода есть и немало ограничений, как геолого-технологического, так и экономического характера, к числу которых следует отнести:

- невозможность проводки скважин в условиях неустойчивости стенок открытого ствола;
- возможность обрушения ствола в зоне коллекторов, сложенных несцементированными песчаниками;
- сложности при выборе величины депрессии на стадии вскрытия разнонапорных горизонтов;
- наличие в продуктивной части разреза высокодебитных газовых или водяных горизонтов.

К экономическим ограничениям относится обязательное превышение прибыли от дополнительно добытой нефти над фактическими затратами на бурение.

Работы под давлением, включающие все технологические операции от первичного вскрытия продуктивного пласта в условиях депрессии до ввода скважины в эксплуатацию, предопределяют поступление пластовых флюидов в ствол скважины.

В этой связи вопрос выбора максимально допустимой величины депрессии (ΔР) обусловлен тремя основными ограничениями:

1) сохранение устойчивости скелета коллектора под действием геостатического давления $\Delta P_{геост}$;

2) предотвращение разрушения коллектора вследствие интенсивного выноса песка, т.е. не превышение максимально допустимого критического $Q_{кр}$ дебита скважины $\Delta P_{п}$;

3) не превышение интенсивности притока пластового флюида $Q_{ж}$, воспринимаемого промывочной жидкостью с сохранением рабочих параметров $\Delta P_{ж}$.

По первому условию допускается депрессия на стенки скважины $\Delta P_{геост}$ в пределах 10–15 % от величины эффективных скелетных напряжений $\sigma_{ск}$:

$$\Delta P_{геост} = (0{,}10 \div 0{,}15) \cdot \sigma_{ск} . \quad (1)$$

Значение $\sigma_{ск}$ определяется по известной зависимости:

$$\sigma_{ск} = P_{геост} - P_{пл} , \quad (2)$$

где $P_{геост}$ – геостатическое давление горных пород; $P_{пл}$ – пластовое давление.

Однако в одних случаях допустимая депрессия в 10 % от величины эффективных скелетных напряжений будет пренебрежительно мала, в других очень высока, а в-третьих – бурение на депрессии может оказаться вообще невозможным.

В целях определения области применения технологии бурения на депрессии нами выполнены расчёты её допустимой величины на пласты, залегающие на глубине от 500 до 4500 м при различных коэффициентах аномальности пластового (порового) давления в пределах от 0,25 до 2,0 (табл. 1).

**Таблица 1** – Величина допустимой депрессии на пласты горных пород в зависимости от глубины скважины и пластового давления

| Коэффициент аномальности пластового давления $K_{ан} = \frac{P_{пл}}{P_{геост}}$ | Допустимая депрессия на пласты горных пород $\Delta P_{доп} = 0{,}1 \cdot (P_{гор} - P_{пл})$, МПа, залегающие на глубинах, м | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 500 | 1000 | 1500 | 2000 | 2500 | 3000 | 3500 | 4000 | 4500 |
| 0,25 | 0,70 | 1,40 | 2,20 | 3,10 | 4,00 | 5,20 | 6,50 | 8,00 | 9,50 |
| 0,50 | 0,57 | 1,20 | 1,80 | 2,60 | 3,40 | 4,40 | 5,70 | 7,10 | 8,40 |
| 1,00 | 0,33 | 0,70 | 1,10 | 1,60 | 2,20 | 2,90 | 4,00 | 5,10 | 6,20 |
| 1,50 | 0,08 | 0,20 | 0,40 | 0,60 | 1,00 | 1,50 | 2,20 | 3,10 | 4,00 |
| 2,00 | – | – | – | – | – | 0,01 | 0,50 | 1,20 | 1,80 |
| Средняя плотность горных пород ρгор, кг/м$^3$ | 1670 | 1700 | 1750 | 1820 | 1900 | 2000 | 2150 | 2300 | 2400 |
| Горное давление $P_{гор}$, МПа | 8,2 | 16,7 | 25,8 | 35,7 | 46,6 | 58,9 | 73,8 | 90,3 | 105,9 |

Анализ результатов расчётов из таблицы 1 следует, что при коэффициенте аномальности пластового давления в пределах 0,25–0,50, характерном для истощённых месторождений, бурение на депрессии целесообразно вести, начиная с глубины более 1000 м. С ростом глубины более 2000 м нет необходимости поддерживать депрессию, равную предельно допустимой, т.е. $\Delta P = 0{,}1 \cdot (P_{гор} - P_{пл})$, так как её численное значение превышает 2,6 МПа. При таких депрессиях может произойти разрушение околоствольной зоны скважины.

В условиях АВПД реализовать бурение на депрессии возможно лишь с глубин более 2500 м при $K_{ан}$ = 1,5 и более 4000 м при $K_{ан}$ = 2,0.

В заштрихованной зоне таблицы 1 выделена рациональная область применения технологии бурения на депрессии по глубинам и значениям коэффициента $K_{ан}$, в которой удовлетворяется требование «Единых правил ведения буровых работ» при выборе допустимой величины депрессии на стенки скважины при бурении.

В других областях (сочетаний $K_{ан}$ и глубины скважины) следует существенно корректировать эту величину по критериям устойчивости коллектора, протяжённости необсаженной части ствола и угла его наклона, а также типа насыщающего пласт флюида, коэффициента продуктивности и др.

По второму условию (из приведённых выше ограничений), исходя из уравнений притока пластового флюида к забою скважины, имеют место следующие соотношения:

- для газонасыщенного коллектора:

$$\Delta P = \frac{a \cdot Q_{кр} + b \cdot Q_{кр}^2}{P_{пл} + P_{заб}}, \tag{3}$$

- для нефтенасыщенного коллектора:

$$\Delta P = a \cdot Q_{кр} + b \cdot Q_{кр}^2, \tag{4}$$

где $a$ и $b$ – коэффициенты фильтрационных сопротивлений; $Q_{кр}$ – максимально допустимый дебит, при котором возможно разрушение коллектора.

Коэффициенты $a$ и $b$, а также $Q_{кр}$ определяются по результатам гидродинамических исследований скважин на месторождении, в которых планируется проведение работ в условиях депрессии.

При отсутствии результатов гидродинамических исследований допустимая депрессия может быть определена по уравнению:

$$\Delta P \le \frac{\sigma}{2} - \xi \cdot \left(P_г - P_{пл}\right), \tag{5}$$

где $\xi$ – коэффициент бокового распора, который определяется по формуле $\xi = \frac{\nu}{1-\nu}$ (здесь $\nu$ – коэффициент Пуассона).

По третьему ограничительному условию для облегчённых несжимаемых промывочных жидкостей предельно допустимая депрессия определяется по известной зависимости:

$$\Delta P \le \frac{q}{K_{пр}}, \tag{7}$$

где $K_{пр}$ – коэффициент продуктивности;

$q \le \left(Q_{скв} + Q_{цс}\right) \cdot 0{,}2$ – для нефти; (8)

$q \le \left(Q_{скв} + Q_{цс}\right) \cdot 0{,}1$ – для пластовой воды. (9)

Следует отметить, что для условий использования азотированной нефти в качестве технологической жидкости третье ограничивающее условие не применяется.

Как правило, при бурении с депрессией на пласт скважины заканчиваются открытым забоем, а вскрытие продуктивного пласта осуществляется с промывкой нефтью. В качестве же базы для сравнения при оценке ожидаемого прироста дебита используются серийные скважины с закрытым забоем, пробуренные с использованием растворов на водной основе.

В этом случае прирост дебита обусловлен воздействием трёх факторов:

1) совершенства конструкции забоя скважины;

2) состава и свойств бурового раствора;

3) величины депрессии.

Поэтому важно оценить вклад каждого фактора в повышении добывных возможностей скважин, так как основные дополнительные затраты на реализацию технологии вскрытия продуктивных пластов на депрессии связаны именно с её материальным обеспечением.

Первые два фактора могут быть реализованы при использовании серийного оборудования и традиционной технологии бурения с репрессией на пласт без особых дополнительных материально-технических и финансовых затрат.

Анализ промысловых материалов по бурению скважин на ряде месторождений с использованием различных буровых технологических жидкостей (табл. 2–3) показывает, что только замена раствора на водной основе раствором на углеводородной основе (РУО) приводит к увеличению продуктивности скважин в 3,0–3,5 раза в различных районах и геолого-технических условиях.

**Таблица 2** – Влияние типа бурового раствора на продуктивность скважин в различных районах РФ

| Месторождение | Коэффициент продуктивности скважин, $м^3$/сут. · атм. при вскрытии пласта | | Увеличение продуктивности скважин при вскрытии на РУО |
|---|---|---|---|
| | на водном растворе | на РУО | |
| Арланское | 0,93 | 2,84 | 3,05 |
| Абдрахмановская площадь Ромашкинского месторождения | 3,60 | 8,50 | 2,36 |
| Среднее по 13 скважинам различных площадей Татарии | 0,058 | 0,21 | 3,59 |
| Вахское | 0,12 | 0,45 | 3,75 |

**Таблица 3** – Влияние типа бурового раствора на средний начальный дебит скважин нефтяного месторождения Татарии

| № скважины | Пористость, % | Фазовая проницаемость, $мкм^2$ | Тип раствора при вскрытии | Начальный дебит, тонн/сут. |
|---|---|---|---|---|
| 15830 | 23,0 | 0,440 | РУО | 16 |
| 15831 | 25,0 | 0,625 | РУО | 14 |
| 16678 | 23,0 | 0,440 | РУО | 10 |
| среднее значение | | | РУО | 13,3 |
| 15845 | 22,5 | 0,400 | глинистый | 5,0 |
| 16746 | 23,0 | 0,440 | глинистый | 3,0 |
| среднее значение | | | глинистый | 4,0 |

Для оценки влияния типа бурового раствора и совершенства вскрытия пласта особенно наглядна информация, приведённая в таблице 4, из которой следует, что и при совершенной конструкции забоя использование РУО повышает удельный дебит скважин в 3,7 раза по сравнению с раствором на водной основе.

На базе имеющегося промыслового материала можно констатировать, что при прочих равных условиях бурение на РУО обеспечивает повышение продуктивности скважин по сравнению с традиционными растворами на водной основе в 3,0–3,5 раза. Также более высоки дебиты скважин, законченных открытым забоем, по сравнению со скважинами, имеющими закрытую конструкцию забоя с применением стандартных перфораторов (табл. 5).

**Таблица 4** – Влияние совершенства забоя скважины и типа бурового раствора, применяемого для вскрытия пластов, на удельный дебит скважин на одном из газонефтяных месторождений Пермского края

| № скважины | Эффективная толщина пласта, м | Конструкция забоя | Тип раствора | Дебит скважины после освоения, тонн/сут. | Удельный дебит, тонн/сут. · м |
|---|---|---|---|---|---|
| 2170 | 3,8 | закрытая (перфорированная обсадная колонна) | безглинистый плотностью 1,22 г/см$^3$ | 0,9 | 0,24 |
| 2134 | 3,6 | открытая | безглинистый плотностью 1,03 г/см$^3$ | 10,3 | 2,86 |
| 717 | 2,0 | открытая | РУО плотностью 1,22 г/см$^3$ | 21,3 | 10,65 |

**Таблица 5** – Величина ОП после вторичного вскрытия продуктивных пластов перфоратором ПК-105 (10 отв./м) при репрессии 2 МПа на месторождениях Западной Сибири

| Месторождение | Проницаемость пласта, мкм$^2$ · $10^{-3}$ | ОП | | Коэффициент снижения продуктивности |
|---|---|---|---|---|
| | | после первичного вскрытия | после вторичного вскрытия | |
| Покамасовское | 10 | 0,18 | 0,09 | 2,00 |
| | 30 | 0,68 | 0,36 | 1,89 |
| Ново-Покурское | 13 | 0,33 | 0,17 | 1,94 |
| | 55 | 0,80 | 0,42 | 1,90 |
| | 140 | 0,90 | 0,47 | 1,91 |
| Южно-Харампурское | 22 | 0,70 | 0,34 | 2,05 |
| | 54 | 0,87 | 0,46 | 1,89 |
| | 110 | 0,92 | 0,48 | 1,92 |

С учётом вышеизложенного возникает целесообразность провести оценку потенциального дебита скважин, пробуренных с депрессией на пласт.

В связи с тем, что скважины, вскрывающие продуктивные пласты с депрессией, зачастую заканчиваются с открытым забоем и оборудуются фильтрами, необходимо определить степень снижения проницаемости коллекторов в результате образования кольматационного слоя по следующей формуле:

$$n = A \cdot \sigma \cdot K_{пл}^{-0,33}, \quad (10)$$

где $n$ – степень снижения проницаемости, раз; $\sigma$ – межфазное натяжение фильтрата раствора на границе с углеводородной жидкостью, мН/м; $K_{пл}$ – проницаемость пласта, мкм$^2$; $A$ – коэффициент пропорциональности.

Полагая, что при вскрытии на депрессии не происходит загрязнения пласта, т.е. проницаемость его по сравнению с пластом, вскрытым на репрессии, как бы увеличивается в «n» раз, определим повышение дебита при вскрытии пласта на депрессии по формуле:

$$N_{деб} = \frac{3 \cdot n \cdot K_{пл}}{2 \cdot K_{пл} + n \cdot K_{пл}}, \quad (11)$$

где $N_{деб}$ – степень повышения дебита при вскрытии на депрессии, раз.

Учитывая, что скважины, законченные открытым забоем, имеют дебит более высокий, чем скважины, законченные традиционным способом (цементированием и перфорацией обсадной колонны), общее ожидаемое увеличение дебита скважин при бурении на депрессии составит:

$$N_{деб}^{ож} = \frac{N_{деб}}{\text{ОП}}, \qquad (12)$$

где ОП – отношение продуктивностей призабойной зоны пласта и удалённой незагрязнённой зоны (коэффициент, характеризующий степень гидродинамического совершенства скважины) (определяется с помощью компьютерной программы после перфорации).

Расчёт ожидаемого увеличения дебита по сравнению с серийными скважинами при бурении с депрессией продуктивного пласта проницаемостью 0,055 мкм$^2$ осуществляется по формулам (10)-(12):

$$n = 0{,}4 \cdot 52 \cdot 0{,}055^{-0{,}33} = 54;$$

$$N_{деб} = \frac{3 \cdot 54}{2 + 54} = 2{,}89;$$

$$N_{деб}^{ож} = \frac{2{,}89}{0{,}42} = 6{,}9.$$

Результаты расчётов для пластов различной проницаемости приведены в таблице 6, из которой видно, что практически для большинства коллекторов со средней проницаемостью от 0,05 до 0,2 мкм$^2$ потенциальное повышение продуктивности по сравнению с серийными скважинами с открытым забоем составляет 1,9–2,0 раза, а по сравнению со скважинами, имеющими закрытую конструкцию забоя, – в 6–7 раз.

**Таблица 6** – Степень повышения дебита скважин при вскрытии продуктивных пластов различной проницаемости на депрессии

| Проницаемость пласта $K_{пл}$, мкм$^2$ | ОП после перфорации | Степень снижения проницаемости закольматированного слоя n | Степень повышения дебита при вскрытии пласта на депрессии $N_{деб}$ для совершенной скважины | Степень увеличения дебита по сравнению с серийными скважинами |
|---|---|---|---|---|
| 0,013 | 0,17 | 87 | 2,93 | 17,2 |
| 0,055 | 0,42 | 54 | 2,89 | 6,9 |
| 0,140 | 0,46 | 40 | 2,86 | 6,0 |
| 0,400 | 0,62 | 28 | 2,80 | 4,5 |
| 1,000 | 0,75 | 21 | 2,70 | 3,6 |
| 1,300 | 0,75 | 19 | 2,70 | 3,6 |

Для коллекторов с проницаемостью 0,3–0,4 мкм$^2$ значение $N_{деб}^{ож}$ = 4–5 раз, а для высокопроницаемых коллекторов с K > 1 мкм$^2$ величина $N_{деб}^{ож}$ = 4 раза, т.е. эффективность вскрытия тем выше, чем меньше проницаемость пласта.

Установлено, что наиболее эффективным является вскрытие с депрессией пластов с проницаемостью до 0,5 мкм$^2$.

Однако практически в низкопроницаемых (0,05–0,2 мкм$^2$) заглинизированных коллекторах скважины, законченные с закрытым забоем, имеют примерно такие же дебиты, как и скважины с открытым забоем. Это обусловлено тем, что в низкопроницаемых коллекторах с содержанием глинистого цемента от 11 до 17 % при отсутствии перфорации существенное влияние на продуктивность скважин оказывает проникновение не ингибированного фильтрата бурового раствора, приводящее к набуханию

глинистых фрагментов пласта, а с другой стороны, к развитию высоких капиллярных давлений, что, в конечном итоге, сводит до минимума преимущества, получаемые от более совершенной степени вскрытия пласта открытым забоем. Поэтому при оценке степени повышения продуктивности скважин, заканчиваемых с депрессией на пласт в низкопроницаемых коллекторах, учитывать различия в конструкции забоя, очевидно, не следует.

В методике экономической оценки выбора объекта бурения с депрессией на пласт используется система показателей, отражающая деятельность предприятия в условиях рыночной экономики, основными из которых являются:

1) *капитальные вложения* рассчитываются по следующим направлениям затрат:

- эксплуатационное бурение (на основании объёмов бурения добывающих скважин и полной стоимости строительства при обычной технологии и в условиях депрессии на пласт);
- оборудование, не входящее в сметы строек (исходя из фактических затрат на добывающую скважину и вводимого их количества);
- нефтепромысловое обустройство;

2) *эксплуатационные расходы* в соответствии с «Инструкцией по планированию, учёту и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа», включают в себя затраты на:

- вспомогательные материалы (на основании удельных текущих затрат и объёма добываемой жидкости);
- топливо (на основании удельных текущих затрат и объёма добываемой жидкости);
- электроэнергию (исходя из удельных текущих затрат и объёмов добываемой нефти);
- заработную плату (на основании среднегодовой заработной платы и численности промышленно-производственного персонала);
- амортизацию;
- капитальный ремонт (на основании удельных текущих затрат и среднедействующего фонда скважин);
- прочие эксплуатационные расходы.

3) *чистая прибыль* рассчитывается как разность между выручкой от реализации продукции и затратами на её изготовление с включением налоговых выплат. При этом расчёт прибыли выполняется с дисконтированием и без дисконтирования;

4) *чистый доход* (NV) определяется как разница между чистыми притоками и оттоками денежных средств. Он формируется за счёт чистой прибыли и амортизационных отчислений за вычетом капитальных затрат;

5) *чистый дисконтированный доход* (NPV) определяется приведением текущих чистых доходов к начальному шагу с помощью коэффициента приведения (нормы дисконтирования). Норма дисконтирования принята на уровне 10 %;

6) *индекс доходности* определяется отношением суммы приведённых к начальному уровню (дисконтированных) поступлений (выручки от реализации добываемой продукции) к сумме приведённых (дисконтированных) расходов и выплат (капитальных, эксплуатационных, налоговых);

7) *окупаемость проекта* определяется количеством лет, по истечении которых отрицательные начальные значения чистого дохода (с дисконтированием или без дисконтирования) полностью компенсируются последующими положительными значениями;

8) *внутренняя норма рентабельности* (IRR) представляет собой ту норму дисконтирования, при которой интегральный эффект (NPV) равен нулю.

Выбор типа коллекторов для рентабельного бурения скважин с депрессией на пласт рекомендуется осуществлять по следующей процедуре:

- принимается, что для этой цели пригодны коллектора, обеспечивающие соблюдение условия:

$$Q_{рент} \le Q_{скв.депр}\,, \tag{13}$$

где $Q_{рент}$ – рентабельный дебит, тонн/сут.; $Q_{скв.\ депр}$ – дебит скважины, законченной с депрессией, тонн/сут.;

- рентабельный дебит находится из следующего выражения:

$$Q_{рент} = \frac{A \cdot C_{скв}}{C_{нефт}}\,, \tag{14}$$

где $C_{скв}$ – стоимость строительства скважины, тыс. руб. (стоимость скважин в Западной Сибири с депрессией на 30–35 % выше); $C_{нефт}$ – стоимость 1 тонны нефти, тыс. руб.; А – коэффициент, зависящий от стоимости нефти и строительства скважин (0,009–0,011);

- дебит скважины при заканчивании её на депрессии определяется из следующего выражения:

$$Q_{скв}^{депр} = \frac{3 \cdot n \cdot q_{скв}}{(n+2) \cdot \text{ОП}}\,, \tag{15}$$

где $n$ – степень снижения проницаемости приствольной зоны за счёт кольматации; $q_{скв}$ – дебит серийной скважины, законченной с репрессией на пласт, тонн/сут.; ОП – отношение продуктивностей приствольной зоны и незагрязнённой удалённой зоны пласта, доли ед.

**Литература**


1. Бурение скважин на нефть и газ в условиях аномально проницаемых трещинных коллекторов с аномально высоким пластовым давлением флюидной системы / А.Г. Вахромеев [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 5. – С. 11–18. DOI: 10.30713/0130-3872-2019-5-11-18
2. Бурение горизонтальных участков скважин с применением бурового раствора на основе прямой эмульсии и винтового забойного двигателя / И.В. Камаев [и др.] // Бурение & Нефть. – 2023. – № 3. – С. 48–51.
3. Мельникова Е.В. Повышение эффективности освоения скважин на месторождениях Восточной Сибири / Е.В. Мельникова, В.И. Нифантов // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 2. – С. 18–24.
4. Савенок О.В. Разработка принципов, методов и технологий ресурсосбережения для нефтедобычи с учётом комплекса факторов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2013. – № S46. – С. 3–60.
5. Савенок О.В. Геологические особенности освоения трудноизвлекаемых залежей // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2013. – № 8. – С. 130–135.
6. Прогнозирование безаварийной работы добывающих скважин с горизонтальным окончанием в условиях высокого выноса механических примесей на примере северо-Комсомольского месторождения / О.В. Савенок [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 6. – С. 223–239. DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4368
7. Анализ результатов применения технологических жидкостей и газожидкостных систем для бурения и ремонта скважин в условиях АНПД / А.А. Сингуров [и др.] // Нефтяная провинция. – 2020. – № 1(21). – С. 56–72. DOI: 10.25689/NP.2020.1.56-72
8. Соболева Т.И. Опыт и перспективы применения технологии вскрытия продуктивных пластов на депрессии / Т.И. Соболева, Е.В. Соболева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 11. – С. 62–70.
9. Тамамянц Т.Л. Выбор допустимой величины депрессии и степени аэрации промывочной жидкости для заданных горногеологических условий // Бурение и нефть. – 2008. – № 11. – С. 32–35.
10. Бурение продуктивных горизонтов с пониженным пластовым давлением в Западной Сибири: прямая эмульсия «масло в воде» BARADRIL-N® / Mineral Oil / Е.В. Тихонов [и др.] // Бурение & Нефть. – 2013. – № 10. – С. 50–52.

11. Тихонов Е.В. Анализ проблем бурения скважин и вскрытия нефтегазовых пластов в осложнённых условиях // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 4. – С. 206–222.
12. Тихонов Е.В. Подбор рецептур бурового раствора для устранения и предотвращения осложнений при бурении скважин в условиях вечной мерзлоты // Булатовские чтения. – 2024. – Т. 1. – С. 314–320.
13. Бурение в высокопроницаемых продуктивных горизонтах в Восточной Сибири: Эмульсия «масло в воде» / А.Б. Харитонов [и др.] // Нефть и газ Евразия. – 2013. – № 2. – С. 44–48.

## References

1. Drilling oil and gas wells in conditions of abnormally permeable fractured reservoirs with abnormally high reservoir pressure of the fluid system / A.G. Vakromeev [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2019. – № 5. – P. 11–18. DOI: 10.30713/0130-3872-2019-5-11-18
2. Drilling of horizontal well sections using a drilling fluid based on a direct emulsion and a screw downhole motor / I.V. Kamaev [et al.] // Drilling & Oil. – 2023. – № 3. – P. 48–51.
1. Melnikova E.V. Improving the efficiency of well development at fields in Eastern Siberia / E.V. Melnikova, V.I. Nifantov // Territory Neftegaz. – 2015. – № 2. – P. 18–24.
2. Savenok O.V. Development of principles, methods and technologies for resource conservation in oil production, taking into account a complex of factors // Mining Information and Analytical Bulletin (scientific and technical journal). – 2013. – № S46. – P. 3–60.
5. Savenok O.V. Geological Features of Developing Hard-to-Recover Deposits // Mining Information and Analytical Bulletin (scientific and technical journal). – 2013. – № 8. – P. 130–135.
6. Predicting trouble-free operation of production wells with horizontal completion under conditions of high carryover of mechanical impurities: a case study of the North-Komsomolskoye field / O.V. Savenok [et al.] // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Georesources Engineering. – 2024. – Vol. 335. – № 6. – P. 223–239. DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4368
7. Analysis of the results of the use of process fluids and gas-liquid systems for drilling and repairing wells in ANPD conditions / A.A. Singurov [et al.] // Petroleum Province. – 2020. – № 1(21). – P. 56-72. DOI: 10.25689/NP.2020.1.56-72
8. Soboleva T.I. Experience and prospects for using the technology of opening productive formations under depression / T.I. Soboleva, E.V. Soboleva // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. – 2015. – № 11. – P. 62–70.
9. Tamamyants T.L. Selection of the permissible value of depression and the degree of aeration of the drilling fluid for the given mining and geological conditions // Drilling and Oil. – 2008. – № 11. – P. 32–35.
10. Drilling of productive horizons with reduced reservoir pressure in Western Siberia: direct «oil-in-water» emulsion BARADRIL-N® / Mineral Oil / E.V. Tikhonov [et al.] // Drilling & Oil. – 2013. – № 10. – P. 50–52.
11. Tikhonov E.V. Analysis of the problems associated with well drilling and the development of oil and gas reservoirs in challenging conditions // Science. Technic. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2023. – № 4. – P. 206–222.
12. Tikhonov E.V. Selection of drilling fluid formulations to eliminate and prevent complications during well drilling in permafrost conditions // Bulatov Readings. – 2024. – Vol. 1. – P. 314–320.
13. Drilling in highly permeable productive horizons in Eastern Siberia: Oil-in-water emulsion / A.B. Kharitonov [et al.] // Oil and Gas Eurasia. – 2013. – № 2. – P. 44–48.