

## МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ НАД ИЗМЕРЕНИЯМИ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ «ПЛАСТ-СКВАЖИНА-ОБОРУДОВАНИЕ»

Зиянгиров А.Р., Габдрахимов М.С.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия

**Аннотация.** Описанная методика позволяет определить значения искомым параметров, характеризующих работу системы «пласт-скважина-оборудование», только при измеренных значениях дебитов жидкости при эксплуатации скважины на различных режимах при неизвестных  $K_{пр}$ . Это особенно важно при установлении технологических режимов работы скважин, только вышедших из бурения, а особенно наклонно-направленных скважин, когда значения необходимых параметров невозможно определить непосредственным изменением, а определение их значений по положениям динамических уровней связано с большими погрешностями из-за фазного перераспределения газожидкостной смеси в стволе скважины.

В этих случаях для определения искомым параметров работы рассматриваемой системы линии приращения давлений строятся по указанной выше методике на любой бумаге, затем, перемещая ее по номограмме до совпадения с одной из кривых, находят значения искомым параметров.

Номограмма позволяет также по описанной выше методике по одному или нескольким значениям измеренных величин одного из параметров, характеризующих работу отдельного звена, определить значения других параметров, необходимых для установления оптимального режима работы системы «пласт-скважина-оборудование» в целом, например оборудования по коэффициенту подачи и т.д.

Приведенные значения скорости подъема жидкости по колонне скважины в номограмме позволяют определить время, необходимое для:

- получения приращения давления, достаточного для определения величин других параметров с удовлетворяющей решению поставленных задач точностью;
- для полного восстановления давления в скважине до пластового.

По найденным таким образом параметрам, характеризующим работу скважины, можно определить соответствующие им параметры работы пласта и наоборот, что облегчает решение задачи по установлению режима работы не только нефтеносного пласта в целом, но и параметров работы отдельных пропластков, составляющих этот нефтеносный пласт.

**Ключевые слова:** параметры, методика, номограмма, коэффициент, формула, давление, дебит, оборудование.

### Введение

В настоящее время каждый параметр, характеризующий работу пласта, скважины и оборудования, определяется путем непосредственных измерений в основном без учета их взаимной зависимости. Это обстоятельство вносит существенные ошибки в значения параметров, для определения которых затрачиваются большие средства, и связано с большими потерями нефти из-за простоев скважин.

В данной работе параметры, характеризующие работу системы «пласт-скважина-оборудование», определяются непосредственно по номограмме, составленной для определённых заданных условий: диаметров эксплуатационной колонны, насосно-компрессорных труб, коэффициента продуктивности скважины, плотностей добываемых жидкостей и т.д.

### Определение параметров работы «пласт-скважина-оборудование»

Основой программы являются кривые вос-

становления давления, составляемые для различных значений коэффициентов продуктивности при колебаниях пластовых давлений от максимума до минимума.

Кривые восстановления давлений получены путем графического интегрирования, изменением депрессии на пласт на одинаковые величины, начиная с нулевого значения до значения величины пластового давления. Интервалы накопления при этом задаются исходя из возможности определения искомым параметров как в малодобитных, так и в высокодебитных скважинах. С учетом этого здесь интервалы изменений давления взяты через  $5 \text{ кгс/см}^2$ . Необходимые данные для составления кривых давлений находятся в следующей последовательности:

- определяется объем жидкости, поступающей в скважину при различных пластовых, забойных давлениях и коэффициентах продуктивности, по формуле

$$V' = (P_{пл} - P_{заб i}) \cdot \frac{K_{прод.}}{24}, \quad (1)$$

– определяются приращения высоты жидкости в скважине по мере последовательного заполнения заданных объемов по формуле

$$H_g^i = \frac{P_{заб}^i \cdot 10}{\rho \cdot g}; \quad (2)$$

– определяется объем жидкости в заданном интервале ствола скважины при заданных диаметрах эксплуатационной колонны и колонны насосно-компрессорных труб

$$\Delta V_{Э.К.}^H = \Delta h \cdot F_{Э.К.} = \frac{\Delta P_{заб} \cdot 10}{\rho \cdot g} \cdot F_{Э.К.} \quad (3)$$

а также соответствующий объем, заданный в МПа, в межтрубном пространстве

$$\Delta V_{МТП}^H = \Delta h \cdot F_{МТП} = \frac{\Delta P_{з} \cdot 10}{\rho \cdot g} \cdot F_{МТП}, \quad (4)$$

где  $\Delta P_{з}$  – заданная величина изменения забойного давления при накоплении жидкости;  $\rho$  – плотность жидкости, накапливаемой в заданном интервале ствола скважины;  $\Delta h$  – высота изменения уровня жидкости с известной плотностью с изменением забойного давления в скважине на заданную величину.

При этом время наполнения жидкостью заданного интервала скважины, соответствующее заданному приращению величины забойного давления для известных геологотехнических условий работы системы «пласт-скважина-оборудование», определяется по формуле:

– при накоплении жидкости в эксплуатационной колонне

$$t_{iЭ.К.} = \frac{\Delta V_{Э.К.}^H}{V_{iЭ.К.}^{ср}} = \frac{\Delta P_{з} \cdot 10 \cdot F_{iЭ.К.}}{\rho g \cdot V_{iЭ.К.}^{ср}}, \quad (5)$$

– при накоплении жидкости в межтрубном пространстве скважины

$$t_{iМТП} = \frac{\Delta V_{МТП}^H}{V_{iМТП}^{ср}} = \frac{\Delta P_{з} \cdot 10 \cdot F_{iМТП}}{\rho g \cdot V_{iМТП}^{ср}}. \quad (6)$$

Указанным путем рассчитывается время накопления всех интервалов, на которые разбивается ствол скважины, жидкостью, поступающей из пласта, а также находится суммарное время, необходимое для восстановления давления от любого значения забойного давления до пластового по формуле

$$T = \sum t_{iнак}. \quad (7)$$

Значения скорости подъема жидкости в различных интервалах скважины последовательно, как в эксплуатационной колонне, так и в межтрубном пространстве, определяется по формулам:

$$v_{Э.К.} = \frac{\Delta V_{Э.К.}}{F_{Э.К.} \cdot t_{Э.К.}}; \quad (8)$$

$$v_{МТП} = \frac{\Delta V_{МТП}}{F_{МТП} \cdot t_{МТП}}. \quad (9)$$

Объемные расходы жидкости при ее подъеме по стволу скважины:

– в эксплуатационной колонне

$$V_{Э.К.}^P = \frac{\Delta V_{Э.К.}}{t_{Э.К.}}; \quad (10)$$

– в межтрубном пространстве

$$V_{МТП}^P = \frac{\Delta V_{МТП}}{t_{МТП}}. \quad (11)$$

По полученным данным составляется номограмма зависимости изменения различных параметров, характеризующих работу отдельных звеньев и в целом системы «пласт-скважина-оборудование».

Если кривые восстановления давлений, соответствующие одному коэффициенту продуктивности, проследивать от точки, соответствующей нулевой депрессии, до нулевого значения забойного давления, то кривые, соответствующие различным пластовым давлениям, совпадут. При этом для заданного пластового давления точка, соответствующая нулевому значению забойного давления, будет началом координат. Время отсчета восстановления давления начнется с этой нулевой точки. Тогда отрезок времени, отсеченный двумя ординатами, соответствующими началу координат и нулевому значению депрессии, соответствует значению времени, необходимого для полного восстановления забойного давления от нулевого его значения до пластового. Так как добыча увеличивается с увеличением депрессии, то линии зависимости дебита жидкости от депрессии, проведенные от нулевого значения депрессии и соответствующие заданным значениям коэффициентов продуктивности, будут индикаторными кривыми, соответствующими этим заданным значениям коэффициентов продуктивности.

Номограмма позволяет определить изменения всех основных параметров, характеризующих работу отдельных звеньев и всей системы «пласт-скважина-оборудование», только по значениям текущих суточных дебитов скважин. Для этого из точки, соответствующей текущему дебиту жидкости скважины, опускается перпенди-

куляр до пересечения с индикаторной линией, соответствующей коэффициенту продуктивности рассматриваемой скважины. Из точки пересечения проводится горизонтальная линия до пересечения с кривой восстановления давления с заданным коэффициентом продуктивности.

По обе стороны от точки пересечения на горизонтали отсекаются одинаковые отрезки, соответствующие одинаковым промежуткам времени. При этом точка, соответствующая меньшему значению забойного давления, берется как начальная, от которой начинается отсчет объема накопленной жидкости с дебитом, равным измеренному значению дебита жидкости скважины.

В конечной точке выделенного отрезка восстанавливается перпендикуляр, на котором откладывается в масштабе номограммы приращение давления столба жидкости, которая поступила бы в скважину при повышении величины забойного давления на среднюю величину приращенного давления, то есть

$$\Delta P_H = \frac{\Delta P_K}{2} = \frac{h_K \cdot \rho g}{2 \cdot 10} \quad (12)$$

Полученная конечная точка соединяется с начальной точкой на горизонтали линией, которая и будет соответствовать отрезку кривой фактического восстановления давления в данной скважине, по которой и определяются искомые параметры работы пласта и скважины.

Точность определения искомого параметров может быть повышена, если известны дебиты жидкости скважины при двух различных режимах ее работы. При этом искомые параметры работы скважины определяют путем непосредственного соединения двух точек, проведенных из точек пересечения перпендикуляров, опущенных из точек, соответствующих заданным значениям суточных дебитов, с индикаторной линией и с кривой восстановления давления.

Если коэффициент продуктивности скважины неизвестен, то он может быть определен по высоте столба жидкости в стволе скважины, на которую он поднимается за время, отсеченное по оси времени двумя перпендикулярами, опущенными из оси дебитов из точек, соответствующих измеренным суточным дебитам скважины, по формуле

$$\Delta h_{зам}^i = \frac{V_{ж}^{cp} \cdot t_{зам}}{F \cdot 24} \quad (13)$$

где  $V_{ж}^{cp}$  – средний дебит жидкости, с которым она поступает при ее изменении между двумя измеренными значениями, то есть

$$V_{ж}^{cp} = V_2 + \frac{V_1 - V_2}{2} \quad (14)$$

При этом давление от накопленного столба жидкости может быть определено по формуле

$$\Delta P = \frac{\Delta h_{зам}^i \cdot \rho g}{10} \quad (15)$$

Среднее приращение давления, которое повлияло на изменение дебита при накоплении, будет

$$\Delta P_{cp} = \frac{\Delta P}{2} \quad (16)$$

По полученным приращениям дебитов жидкости и давления коэффициент продуктивности скважины может быть определен по формуле

$$K_{пр} = \frac{\Delta V_{ж}}{\Delta P_{ст}} = \frac{V_1 - V_2}{\Delta P_{cp}} \quad (17)$$

Тогда изменения депрессии на пласт при измеренных дебитах жидкости из скважины определяются:

$$\Delta P_1 = \frac{V_1}{K_{пр}} \quad (18)$$

$$\Delta P_2 = \frac{V_2}{K_{пр}} \quad (19)$$

По полученным значениям депрессии на диаграмме проводится линия зависимости дебитов жидкости от депрессии, то есть индикаторная линия скважины. Также определяется  $K_{пр}$  при откачке вязких жидкостей.

Как видно, описанная методика позволяет определить значения искомого параметров, характеризующих работу системы «пласт-скважина-оборудование», только при измеренных значениях дебитов жидкости при эксплуатации скважины на различных режимах при неизвестных  $K_{пр}$ . Это особенно важно при установлении технологических режимов работы скважин, только вышедших из бурения, а особенно наклонно-направленных скважин, когда значения необходимых параметров невозможно определить непосредственным изменением, а определение их значений по положениям динамических уровней связано с большими погрешностями из-за фазного перераспределения газожидкостной смеси в стволе скважины.

В этих случаях для определения искомого параметров работы рассматриваемой системы линии приращения давлений строятся по указанной выше методике на любой бумаге, затем, перемещая ее по номограмме до совпадения с одной из кривых,

находятся значения искомым параметров.

Номограмма позволяет также по описанной выше методике по одному или нескольким значениям измеренных величин одного из параметров, характеризующих работу отдельного звена, определить значения других параметров, необходимых для установления оптимального режима работы системы «пласт-скважина-оборудование» в целом, например оборудования по коэффициенту подачи и т.д.

Приведенные значения скорости подъема жидкости по колонне скважины в номограмме позволяют определить время, необходимое для:

– получения приращения давления, достаточного для определения величин других параметров с удовлетворяющей решения поставленных задач точностью;

– для полного восстановления давления в скважине до пластового.

По найденным таким образом параметрам, характеризующим работу скважины, можно определить соответствующие им параметры работы пласта и наоборот, что облегчает решение задачи по установлению режима работы не только нефтеносного пласта в целом, но и параметров работы отдельных пропластков, составляющих этот нефтеносный пласт.

Эта задача значительно облегчается, если по скважине имеются данные определения коэффициентов проницаемости пород разреза нефтеносного пласта или же данные забойной дебитометрии, характеризующие работу отдельных пропластков. При наличии таких данных не трудно определить добывные возможности нефтеносного пласта и его отдельных пропластков и сравнить их с фактической добываемой продукцией. При этом теоретические добывные возможности пласта могут быть определены с учетом режима притока жидкости по формулам:

– при ламинарном режиме фильтрации

$$V_m^{\text{л}} = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (20)$$

– при турбулентном режиме фильтрации

$$V_m^{\text{т}} = 2\pi kh \cdot \sqrt{r_c (P_k - P_c)}. \quad (21)$$

Тогда соответствующий теоретическому дебиту коэффициент продуктивности будет равен

$$K_{\text{пр}} = \frac{2\pi kh}{\ln \cdot \mu \cdot \frac{R_k}{r_c}}. \quad (22)$$

Фактический режим фильтрации определяется по измеренному дебиту, соответствующему стати-

ческому и динамическому уровням, или пластовому и забойному давлениям. Тогда из формулы

$$Q_{\phi} = K_{\text{пр}} (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}) \quad (23)$$

$$K_{\text{пр}} = \frac{Q_{\phi}}{\Delta P} \quad (24)$$

Значение  $K_{\text{пр}}$  может быть найдено с определенной погрешностью, также непосредственно по данным измерений изменений динамического уровня при накоплении по приведенной выше методике.

Имея данные о теоретическом и фактическом дебитах скважины, устанавливают степень использования добывных возможностей скважины:

$$n = \frac{Q_{\phi}}{Q_m} = \frac{K_{\text{пр}}^{\phi}}{K_{\text{пр}}^m} \quad (25)$$

или

$$K_{\text{пр}} = A \cdot K, \quad (26)$$

где  $K$  – коэффициент проницаемости.

При известной степени использования добывных возможностей скважины, если известны первоначальные коэффициенты проницаемости пропластков, исходя из известных мощностей, определяется по приведенным выше формулам притока количество возможного поступления жидкости из отдельных пропластков, начиная с более высокопроницаемых пропластков.

Результаты исследования скважин различными методами показывают на приближенное совпадение фактического объема фильтрации жидкости в более высокопроницаемые пласты, определенные по коэффициенту проницаемости.

Поэтому интервалы работающих пропластков могут быть определены по равенству фактически измеренного дебита с суммой теоретических дебитов отдельных пропластков, начиная с больших коэффициентов проницаемости.

Безусловно, более точно характер работы отдельных пропластков устанавливается по данным забойной дебитометрии.

Полученные указанными методами данные о полноте работы нефтеносного пласта и отдельных его пропластков позволяют наметить конкретные мероприятия по обработке пластов в призабойной зоне нефтяных скважин и более точно установить ожидаемый эффект от их приведения.

Приведенный способ значительно упрощает выбор рациональных геолого-технических мероприятий и определение их эффективности, так как в достижении последней является увеличе-



ние притока нефти к скважинам. Это достигается путем установления рациональных скоростей фильтрации пластовых жидкостей, особенно в призабойных зонах скважин, что на практике может быть достигнуто только путем регулирования скоростей фильтрации в отдельных пропластках, составляющих нефтеносный пласт, изменением их коэффициентов проницаемости.

Следовательно, знание значений коэффициентов пористости и проницаемости по пласту и по напластованию нефтеносного горизонта позволяет наметить проведение конкретных геолого-технических мероприятий с учетом литологическо-фациальных их изменений по пропласткам.

Очевидно, что истинная характеристика строения и состава пород, составляющих нефтеносный пласт и его пропласток, может быть получена по керновым материалам. Поэтому извлечение, обработка, хранение кернового материала позволяет получить наиболее полные данные не только о пористости и проницаемости слагающих пласт пород, но и цементного материала, скрепляющего его зерна, составе и свойствах веществ, покрывающих поверхности этих зерен (налетов, смолистых оболочек и др.).

Известно, что каждому значению коэффициента проницаемости при одинаковой депрессии, при сохранении постоянных значений других параметров, характеризующих работу нефтеносного пласта, соответствует определенный приток жидкости. Чем больше значения коэффициента проницаемости, тем с большей точностью определяется величина притока. Наиболее полную характеристику работы отдельных пропластков можно получить по данным скважинной дебитометрии. При этом по приращениям количества поступающей жидкости могут быть, с определенной точностью, установлены значения коэффициентов проницаемости отдельных пропластков и изменения их величин с изменением величин забойного и пластового давлений.

Таким образом, обработав результаты простейших исследований скважин, заключающихся только в измерении значений отдельных параметров (дебитов жидкости, величин статического и динамического уровней или отдельных значений забойного давления и т.д.), можно с достаточной точностью определить зависимость величины притока жидкости в скважину от геолого-физических условий ее движения в пласте и в призабойных зонах скважин.

Это позволяет с достаточной для практической работы точностью установить зоны притока жидкости с различными дебитами, определить коэффициенты продуктивности этих пропластков, то есть путем изменений режимов работы отдельных пропластков установить оптимальный режим работы пласта в целом, при котором обес-

печивается по всем пропласткам равномерное стягивание фронта движения воды к скважинам, а следовательно, и увеличить коэффициенты нефтеотдачи нефтеносных горизонтов.

Следовательно, коэффициенты продуктивности скважин, определенные по значениям коэффициентов проницаемости, позволяют более обосновано определить ожидаемые отборы жидкостей как при изменениях режимов работы в ходе эксплуатации скважин, так и при проведении геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение коэффициентов проницаемости отдельных пропластков или полностью нефтеносного пласта.

Однако величина коэффициента продуктивности, определенная обычным способом на узком интервале изменения депрессии на пласт, удобна только для приближенного оперативного определения дебита скважины, а следовательно, и для контроля за установленным (заданным) режимом работы, как отдельных звеньев, так и в целом системы «пласт-скважина-оборудование». Между тем существующий способ определения коэффициента продуктивности не позволяет установить наиболее рациональный, или максимальный, или потенциальный режим работы системы «пласт-скважина-оборудование», который связан с изменением режима работы пласта, что в большинстве случаев производится путем проведения различных геолого-технических мероприятий, то есть он не позволяет прогнозировать изменение добычи нефти с необходимой точностью.

### Выводы

Вопросы рационализации разработки нефтеносных залежей, основной целью которых является достижение максимальной конечной нефтеотдачи за оптимальные сроки, требуют регулирования отборов нефти по скважинам в широких диапазонах как в сторону увеличения, так и уменьшения отборов жидкостей из продуктивных пластов. Это, в свою очередь, требует для каждого момента времени и в перспективу, как указывалось выше, знаний потенциально возможных дебитов нефти (жидкости) из скважин, максимальных и оптимальных отборов нефти в текущие моменты разработки нефтеносных залежей, которые могут быть установлены только при оперативном учете всех изменений в нефтеносном пласте. Таким параметром остается коэффициент проницаемости пласта в различных зонах последнего: в зоне отбора нефти (в призабойной зоне скважины), в нефтеносном пласте и в зоне нагнетания (в призабойной зоне нагнетательных скважин), который может изменяться с изменением физико-геологических и технико-технологических условий разработки нефтеносной залежи.

Поэтому во всех случаях добывные возможности скважин, установление оптимальных режимов работы скважин и системы «пласт-скважина-оборудование» в целом должны обосновываться на величину коэффициента проницаемости.

Однако коэффициент продуктивности скважин как наиболее гибкий показатель, удобный для контроля и установления режимов работы оборудования и скважин, в пределах обеспечения их работы с необходимой точностью, по-видимому, и далее сохранится для оперативной работы при установлении оптимального режима работы нефтеносного пласта.

#### Список литературы

1. Адонин А.Н. Процессы глубинно-насосной нефтедобычи. М.: Недра, 1964. 264 с.
2. Тимашев А.Т., Зиякаев З.Н. К методике определения рентабельности эксплуатации скважин, нефтеносных залежей и разработки нефтяного месторождения // Нефть и газ: проблемы добычи нефти, транспорта, хранения и переработки: межвуз. сб. науч. тр. Уфа, 1998.
3. Пат. 2016235 Рос. Федерация. Установка скважинного штангового насоса / Тимашев А.Т. Заявл. 29.05.1991; опубл. 15.07.1994. 5 с.
4. Уразаков К.Р. Механизированная добыча нефти (сборник изобретений). Уфа: Нефтегазовое дело, 2010. 329 с.
5. Справочная книга по добыче нефти / под ред. Ш.К. Гиматудинова. М.: Недра. 1974. 267 с.

#### INFORMATION ABOUT THE PAPER IN ENGLISH

### METHODS USED TO DETERMINE AND CONTROL MEASUREMENT OF OPERATING PARAMETERS "FORMATION-BOREHOLE-EQUIPMENT"

**Ziyangirov Artur Ramilevich** – Postgraduate Student, Ufa State Petroleum Technological University, Russia. E-mail: ZiyangirovAR@gmail.com.

**Gabdrakhimov Mavlitzyan Sagityanovich** – D.Sc. (Eng.), Professor Ufa State Petroleum Technological University, a branch in the city of Oktyabrsky, Russia.

**Abstract.** The described method allows us to determine the values of the unknown parameters that characterize the work of the "formation-borehole-equipment", only in case of measured values of the liquid rate during well operation in different modes with unknown  $K_{np}$ . This is particularly important in establishing technological modes of wells, whose drilling is recently stopped, and especially of controlled directional wells, where the values of the required parameters cannot be determined by direct measurement, and the determination of their values by dynamic levels is associated with low accuracy due to phase redistribution of a gas-liquid mixture in the wellbore.

In these cases, to determine required operating parameters of the system, lines of pressure increment are drawn by the above procedure on any paper, and then, by moving it along the nomogram until it coincides with one of the curves, the values of the required parameters are determined.

Applying the above procedure, by one or several values of one of measured parameters characterizing the operation of an individual unit, the nomogram also allows us to determine values of other parameters required to establish the optimal operation mode of the system "formation-borehole-equipment" as a whole, for example, the equipment at a rate of flow, etc.

These values of liquid lifting speed in a column of the well, given in the nomogram, allow us to determine time required to:

- get pressure increment sufficient to determine other parameters with accuracy satisfying solutions of tasks;
- restore full pressure in the well to formation pressure.

Parameters characterizing the operation of the well and found by such procedure contribute to determination of relevant operation parameters of the formation, and vice versa, which facilitates the task of establishing not only the operation mode of an oil-bearing formation as a whole, but also parameters of individual streaks, making up the oil-bearing formation.

**Keywords:** options, methods, nomogram, factor, formula, pressure, rate, equipment.

#### References

1. Adonin A.N. *Protsessy glubinno-nasosnoy neftedobychi* [Processes of deep pumping oil production]. Moscow: Nedra, 1964, 264 p.
2. Timashev A.T., Ziyakaev Z.N. K metodike opredeleniya rentabelnosti ekspluatatsii skvazhin, neftenosnykh zalezhey i razrabotki nefyanogo mestorozhdeniya. [On techniques to determine profitability of operation of wells, oil deposits and oil deposit development]. *Neft i gaz: problemy dobychi nefi, transporta, khraneniya i pererabotki: mezhvuz. sb. nauch. tr.* [Oil and gas: problems of oil production, transportation, storage and processing: interuniversity collection of research papers]. Ufa, 1998.
3. Timashev A.T. *Ustanovka skvazhinnogo shtangovogo nasosa* [Oil well pump]. Patent RF, no. 2016235, 1994.
4. Urazakov K.R. *Mekhanizirovannaya dobycha nefi (sbornik izobreteniy)* [Artificial oil lift (collection of inventions)]. Ufa: Neftgazovoe delo, 2010, 329 p.
5. *Spravochnaya kniga po dobyche nefi. Pod red. Sh.K. Gimatudinova* [Reference book on oil production, edited by Sh.K. Gimatudinov]. Moscow: Nedra, 1974, 267 p.